



Instituto Politécnico de Portalegre
Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Portalegre

Alterações da rede elétrica nacional, provocadas pela introdução das energias renováveis

Mestrado de Tecnologias de Valorização Ambiental e Produção de Energia

Dissertação para a obtenção de grau de Mestre

Autor: Ricardo José Vicente Bernardino

Orientador: Doutora Anabela Sousa de Oliveira

Co-Orientador: Mestre Luís Veiga Durão

Agradecimentos

Ao longo deste mestrado várias pessoas tornaram o meu percurso mais simples. A todos os que contribuíram para me ajudar a concluir este curso, deixo o meu agradecimento. Em especial, destaco as pessoas, sem as quais o percurso teria sido impossível:

Em primeiro lugar, agradeço ao Prof. Luís Durão por toda a sua disponibilidade e vontade de ajudar. É também ele o responsável pela proposta do tema deste projeto.

Deixo também uma palavra de enorme apreço à Prof.^a Anabela Oliveira, por toda a preocupação, simpatia e ajuda facultada durante a realização deste trabalho.

Agradeço pelas críticas e discussões feitas pelo Prof. Sérgio Correia.

Ao Eng.^o Paulo Torrão, Senhor Carvalho da EDP-Distribuição e ao Eng.^o Rui Pestana da REN, agradeço pelos seus contributos para a realização desta tese, ao fornecerem os dados relativos à rede de teste utilizada.

Aos meus pais, irmã e avós pelo incansável apoio e incentivo que tornaram possível a realização deste mestrado.

A todos os meus amigos, pelo apoio e paciência que manifestaram durante a escrita desta dissertação.

A todos, o meu muito obrigado!

Resumo

O crescente recurso a energias renováveis vem implicar problemas de gestão e de uso da rede elétrica, a sua utilização provoca alterações significativas na exploração das redes e obriga a uma revisão no modelo de gestão e operacionalização das mesmas. Torna-se, por isso, necessário que a questão das energias renováveis seja analisada sob o ponto de vista do comportamento em regime estacionário e em regime dinâmico. Importa igualmente, que se avaliem as questões relacionadas com a qualidade da energia elétrica e a segurança da mesma, tendo por referência a norma NP EN 50160:2001 que regula os intervalos, referentes aos valores de qualidade e segurança no sector elétrico.

Na presente dissertação revêem-se os fundamentos teóricos que alicerçam este problema emergente nas redes de energia elétrica e analisam-se aprofundadamente três situações reais distintas, a saber, dois sistemas fotovoltaicos e um parque eólico, recorrendo à colocação de analisadores. Verificou-se que as fontes de energia renovável provocam alterações no comportamento da rede elétrica, nomeadamente nas situações analisadas referentes às microgerações.

Apresentam-se ainda, as tecnologias mais atualizadas na resolução dos problemas deste sector, como a compensação da quebra de tensão, pela introdução de energias renováveis bem com a gestão de redes, através de smart grid's.

Palavras-Chave: Energias Renováveis, Redes Elétricas, Qualidade de Energia, Estabilidade da Rede Elétrica, Analisadores de Rede, Smart Grid.

Abstract

The increasing use of renewable energy comes entail problems of management and use of the grid, its use causes significant changes in the operation of systems and requires a revised model for managing and operating the same. It is therefore necessary that the issue of renewable energy is analyzed from the point of view of behavior in steady and dynamic regime. It should also assess that the issues related to power quality and safety of the same, with reference to the NP EN 50160:2001 which regulates intervals, relative to the values of quality and safety in the electricity sector.

In this thesis we review the theoretical foundations that underpin this emerging problem in electric power grids and analyzed in depth three different situations, namely, two photovoltaic systems and a wind farm, using the placement of analyzers. It was found that the renewable energy cause changes in the behavior of the electric grid, including the situations analyzed regarding microgerações.

We present also the most updated technologies in solving the problems of this sector , as the compensation of voltage drop through the introduction of renewable energy as well as network management through smart grid 's.

Key-words: Renewable Energy, Electrical Networks, Power Quality, Electric Grid Stability, Network Analyzers, Smart Grid.

Índice

Agradecimentos.....	I
Resumo	II
Abstract	III
Índice.....	IV
Índice de Figuras	VIII
Índice de Tabelas	X
Lista de Abreviaturas	11
Introdução.....	13
PARTE I – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	15
CAPÍTULO 1 - ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	16
1.1. Importância das energias renováveis a nível global.....	16
1.2. Situação atual das energias renováveis em Portugal	17
1.2.1. Caracterização do recurso eólico e fotovoltaico	18
1.2.2. Caracterização de outros recursos renováveis.....	18
1.2.2.1. Situação atual.....	18
1.2.2.2. Perspetiva futura	20
1.3. Conclusões	21
CAPÍTULO 2 - REDES ELÉTRICAS	22
2.1. Sistema elétrico.....	22
2.1.1. Capacidade de transporte da rede elétrica.....	24
2.1.2. Controlo de frequência e potência ativa – Reserva primária	25
2.1.3. Inversores eletrónicos de potência.....	26
2.2. Integração da produção descentralizada na rede elétrica.....	27
2.3. Estabilidade transitória	31
2.4. Parâmetros de qualidade da energia elétrica	31
2.4.1. Distorção harmónica	32
2.4.1.1. Efeitos da distorção harmónica total.....	34

2.4.2. Factor de potência	36
2.4.3. Desequilíbrio de tensões.....	37
2.4.4. Congestionamento da rede	40
2.4.5. Energia reativa.....	42
2.4.6. Oscilações de frequência	43
2.4.7. Proteções - Dispositivos de segurança elétrica	44
2.5. Classificação das redes	47
2.6. Evolução do sistema elétrico.....	47
2.7. O Sistema elétrico nacional.....	51
2.8. Conclusões	52
CAPÍTULO 3 - INFLUÊNCIA DA INTEGRAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	53
3.1. A rede elétrica com a integração das energias renováveis e com a taxa de distorção harmónica (THD) elevada.....	53
3.1.1. Efeito nos condutores elétricos	53
3.1.2. Efeitos nos transformadores de potência	54
3.2. A rede elétrica com distorção do factor de potência	55
3.3. A rede elétrica com desequilíbrio de tensões	56
3.3.1. Efeitos em máquinas elétricas	56
3.4. A rede elétrica com congestionamento da rede.....	56
3.4.1. Efeitos dos aerogeradores em redes de média e alta tensão.....	56
3.4.2. Efeito da introdução de pequenos produtores nas redes de BT	57
3.5. A rede elétrica com excesso de energia reativa	58
3.6. A rede elétrica com oscilações de frequência.....	59
3.6.1. Oscilações de frequência na energia eólica e fotovoltaica	59
3.7. Integração dos parques eólicos e sistemas fotovoltaicos na rede elétrica ...	61
3.7.1. Parques eólicos.....	61
3.7.2. Dificuldades com a ligação da energia eólica na rede elétrica	62

3.7.3. Limites técnicos e económicos para a introdução de energia eólica na rede elétrica	64
3.7.4. Sistemas fotovoltaicos	66
3.7.5. Dificuldades com a ligação da energia fotovoltaica na rede elétrica - conversores eletrónicos de potência.....	68
3.8. Conclusões	71
CAPÍTULO 4 - LEGISLAÇÃO PORTUGUESA	72
4.1. Organização do sistema elétrico nacional	72
4.2. NORMA - NP EN 50160:2001	73
4.2.1. Harmónicas.....	73
4.2.2. Tensão.....	74
4.2.3. Frequência.....	75
4.3. Capacidade máxima da rede relativa a sistemas de microprodução	75
4.4. Energia reativa e regulamento da rede de distribuição.....	75
4.5. Proteções.....	76
4.6. Conclusões	76
PARTE II – CASOS DE ESTUDOS	77
CAPÍTULO 5 - CASOS DE ESTUDO	78
5.1. Objetivos e método de trabalho.....	78
5.1.1. Objetivos gerais	78
5.1.2. Metodologia de trabalho.....	78
5.2. Caracterização e procedimentos de recolha de dados nos casos de estudo	79
5.2.1. Caso de estudo I – Parque fotovoltaico de 3,45 kW	79
5.2.1.1. Caracterização	79
5.2.1.2. Procedimentos de recolha de dados	79
5.2.2. Caso de estudo II – Analisadores de rede de um sistema fotovoltaico, transformador de rede e cliente BT.....	82
5.2.2.1. Caracterização	82

5.2.2.2. Procedimentos de recolha de dados.....	82
5.2.3. Caso de estudo III – Parque eólico 75 MW	84
5.2.3.1. Caracterização	84
5.2.3.2. Procedimentos de recolha de dados	84
5.3. Apresentação e discussão de resultados	86
5.3.1 Caso de estudo I - Parque fotovoltaico de 3,45 kW.....	86
5.3.2. Caso de estudo II - Sistema fotovoltaico, transformador de rede e cliente BT.....	91
5.3.3. Caso de estudo III - Parque eólico 75 MW	94
5.4. Resumo, discussão comparada dos resultados e proposta de mitigação dos casos de estudo I, II e III.....	101
5.4.1 – Caso de estudo I	101
5.4.2 – Caso de estudo II	103
5.4.3 – Caso de estudo III	104
5.5. Conclusões	106
CAPÍTULO 6 - SOLUÇÕES DE INTERVENÇÃO	107
6.1. Soluções tecnologias	107
6.1.2. Mitigação da queda de tensão pelas produções descentralizadas	111
6.2. Smart grid nos sistemas fotovoltaicos e sistemas eólicos.....	113
6.3. Utilização de smart grids	119
6.3.1 Smart grid em Portugal	119
6.3.2. Smart grid na Europa	120
6.4. Custos e benefícios das smart grid's.....	121
6.4.1. Benefícios das smart grid.....	121
6.4.2. Marcos da smart grid	122
6.4.3. Viabilidade económica de smart grid's.....	123
6.4. Conclusões	125
CAPÍTULO 7 - CONCLUSÃO	126
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	128

Índice de Figuras

Figura 1. Perspetivas de produção de energia elétrica em TWh ao longo do tempo a nível mundial.	16
Figura 2. Cenários previstos a nível mundial, para as energias renováveis no futuro do sector elétrico.	17
Figura 3. Produção de eletricidade por fonte em Portugal Continental em 2012.	19
Figura 4. Evolução temporal da corrente (I), da tensão (V) e potência (P).	23
Figura 5. a) Sistema trifásico b) Esquema de um diagrama vetorial trifásico.	24
Figura 6. Inversor de Corrente Contínua (CC) para Corrente Alternada (CA).	27
Figura 7. Ligação de produções descentralizadas a uma rede de distribuição.	28
Figura 8. Simulação da variação de tensão, resultantes da ligação de um gerador a uma dada rede a) Potência reativa é nula, e, b) Potência reativa é 40% da potência ativa.	30
Figura 9. Exemplo da influência da 3ª harmónica num troço da rede elétrica.	33
Figura 10. Efeito da flutuação da tensão (flicker).	35
Figura 11. Sistema de tensões trifásico equilibrado.	38
Figura 12. Representação vetorial das três fases constituintes de um sistema trifásico em equilíbrio.	38
Figura 13. Sistema de tensões trifásico desequilibrado.	39
Figura 14. Representação vetorial das três fases constituintes do sistema trifásico não equilibrado.	39
Figura 15. Diagrama de cargas da rede elétrica, registos da REN no dia 14-01-12 (sábado).	41
Figura 16. Diagrama de cargas da rede elétrica, registos da REN no dia 16-01-12 (segunda-feira).	41
Figura 17. Variação da frequência na rede elétrica nacional, no período de 1 a 10 de Janeiro de 2001.	44
Figura 18. Esquema dos paradigmas do sistema elétrico, a) clássico e b) atual.	49
Figura 19. Rede Portuguesa de transporte em Muito Alta Tensão (REN, S.A.).	52
Figura 20. Representação esquemática associada à condição (28).	58
Figura 21. Controlo de potência reativa durante um funcionamento normal da rede.	59
Figura 22. Variação da frequência numa rede da ilha de Porto Santo, Madeira.	60
Figura 23. Esquema tipo das componentes de um Aerogerador.	64
Figura 24. Penetração do recurso eólico sobre impacto de CO ₂ e emissões / kWh.	65
Figura 25. Injeção de uma produção fotovoltaica, numa fase do sistema trifásico da rede BT.	67
Figura 26. Exemplo de uma medição de valores de tensão na Rede Pública em BT.	68
Figura 27. Ficha de características de um inversor CC/CA de rede, homologado.	69
Figura 28. Inversor de Corrente Contínua (CC) para Corrente Alternada (CA).	70
Figura 29. Organização do Sistema Elétrico Nacional.	72
Figura 30. Esquema elétrico de uma microgeração em fotovoltaico e localização dos analisadores de rede do caso de estudo 1.	81

Figura 31. Esquema da localização dos três analisadores de rede.	83
Figura 32. Esquema do parque eólico e localização dos analisadores de rede, caso de estudo 3.	85
Figura 33. Leituras executadas no ramal da rede BT, do caso de estudo 1, no qual injeta a produção fotovoltaica (caso de estudo 1).	86
Figura 34. Dados agrupados em unidades de tensão correspondentes à fase 1	87
Figura 35. Dados agrupados em unidades de tensão correspondentes à fase 2	88
Figura 36. Dados agrupados em unidades de tensão correspondentes à fase 3	88
Figura 37. Distorção das três fases, em termos percentuais (caso de estudo 1).	89
Figura 38. Valores da frequência (Hz) injetada pelo sistema fotovoltaico na rede pública	90
Figura 39. Percentagem de distorção harmónica da fase 1 (caso de estudo 1).	91
Figura 40. Valores máximos e mínimos registados à saída da produção fotovoltaica	92
Figura 41. Valores máximos e mínimos registados à saída do transformador MT – BT	93
Figura 42. Valores máximos e mínimos registados à entrada do cliente mais próximo da produção fotovoltaica (caso de estudo 2).	94
Figura 43. Registo dos valores fase/fase ao longo do tempo de análise (caso de estudo 3).	95
Figura 44. Registo dos valores fase/neutro ao longo do tempo de leituras (caso de estudo 3).	96
Figura 45. Registo dos valores de frequência (Hz) (caso de estudo 3).	97
Figura 46. Registo dos valores de potência durante o tempo de análise (caso de estudo 3).	98
Figura 47. Factor de potência médio da fase 1, fase 2 e fase 3 (caso de estudo 3).	99
Figura 48. Factor de potência médio por fase (caso de estudo 3).	100
Figura 49. Percentagem da distorção de harmónicas ao longo do tempo de análise	100
Figura 50. Sistema protótipo de gestão eficiente de energia, através de uma smart grid.	108
Figura 51. Representação de redes em BT monitorizadas a todo o instante por controladores.	110
Figura 52. Esquema de ligações entre linhas paralelas da rede BT.	110
Figura 53. Queda de tensão com o aumento da distância (metros) ao PT.	112
Figura 54. Mitigação da queda de tensão com a introdução de microgerações na rede elétrica.	113
Figura 55. Monitorização de vários indicadores atmosféricos.	115
Figura 56. Esquema de tipo de uma subestação com monitorização constante.	117
Figura 57. Sistema de gestão de redes elétricas - Smart Grid.	119
Figura 58. Exemplos de sistema de gestão de redes elétricas na Europa.	120
Figura 59. Cenário da rentabilização de uma smart grid.	124

Índice de Tabelas

Tabela 1. <i>Caraterísticas da rede elétrica na passagem do esquema clássico para o atual.</i>	50
Tabela 2. <i>Distribuição de tensões harmónicas até à ordem h 25 de acordo com a norma NP EN 50160:2001.</i>	74
Tabela 3. <i>Resumo dos resultados, referentes à microprodução de 3,45 kW (caso de estudo I).</i>	101
Tabela 4. <i>Resumo dos resultados, junto ao transformador de BT, produção fotovoltaica e cliente mais próximo do local de injeção (caso de estudo II).</i>	103
Tabela 5. <i>Resumo dos resultados, referentes ao parque eólico de 75 MW (caso de estudo III).</i>	104
Tabela 6. <i>Soluções tipo, para integração de microproduções nos diversos troços da rede elétrica.</i> .	118
Tabela 7. <i>Marcos de uma smart grid</i>	123

Lista de Abreviaturas

ω - Frequência Angular

***AIE** - Agência Internacional da Energia*

***APREN** - Associação Portuguesa de Energias Renováveis*

***AT** - Alta Tensão*

***BT** - Baixa Tensão*

***CA** - Corrente Alternada*

***CC** - Corrente Contínua*

***CO₂** - Dióxido de Carbono*

***DGE** - Direção Geral de Energia*

***E.ON** - Energieversorger, Erneuerbare Energien, Strom, Gas*

***EDP** - Energia de Portugal*

***ENERNOVA** - Novas Energias, S.A.*

***f** - Frequência*

***FER** - Fontes de Energia Renovável*

***FP** - Factor de Potência*

***h** - Harmónicas*

***Hz** - Hertz*

***i** - Momento de Inércia*

***I** - Corrente Elétrica*

***IGBT's** - Transístor Bipolar*

***L_{cc}** - Relação de curto-circuito*

***MAT** - Muito Alta Tensão*

***ms** - Milissegundo*

***MT** - Média Tensão*

***MW** - Mega Watts*

***OCDE** - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico*

***P** - Potência Elétrica*

***PLC** - Controladores Lógicos Programáveis*

***P_M** - Potência Mecânica*

***PNBEPH** - Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico*

***PRE-R** - Produção em Regime Especial, com origem em recursos Renováveis*

***PT** - Postos de Transformação*

***PU** - Valores Por Unidade*

***P_{joule}** - Efeito de Joule*

***Q** - Potência Reativa*

***REN** - Rede Elétrica Nacional*

***RND** - Rede Nacional de Distribuição*

***RNT** - Rede Nacional de Transporte*

***S** - Potência Aparente*

***S_{cc}** - Potência de Curto-Circuito*

***SEE** - Sistema de Energia Elétrica*

SEN - Sistema Elétrico Nacional

S_{PD} - Potência Aparente Nominal

THD - Taxa de Distorção Harmónica

THD - Taxa de Distorção Harmónica

R - Resistência

V - Tensão Elétrica

Var - Energia Reativa

V_{max} - Tensão Máxima

V_{min} - Tensão Mínima

V_{nom} - Tensão Nominal

W - Watts

W_{cin} - Energia Cinética das Massas Girantes

Z - Impedância

k_u - Factor de Desequilíbrio das Tensões

Introdução

Portugal é, ainda, um país muito dependente dos derivados do petróleo, para satisfazer as suas necessidades energéticas. Devido a esta situação, cada vez mais preocupante, quer a nível ambiental quer ao nível das exigências que a economia atual enfrenta, têm vindo a ser incrementados em território nacional projetos que visam estudar alternativas capazes de satisfazer as necessidades energéticas nacionais com base em fontes renováveis (Paiva, 2011).

Tem-se verificado, ao longo dos últimos anos, uma necessidade crescente de incorporar as energias renováveis como fontes de energia, devido sobretudo ao aumento do preço do petróleo e da segurança no abastecimento (Silva, 2008). As energias renováveis beneficiam do facto de a tecnologia estar cada vez mais desenvolvida, permitindo que a eficiência da mesma e a sua rentabilidade possam ser cada vez mais optimizadas. A tudo isto junta-se, ainda, o facto de a União Europeia ter adotado uma política de incentivo e de apoio financeiro aos projetos que envolvam a exploração dos recursos renováveis, podendo citar-se a título de exemplo o programa Energia Inteligente – Europa II (Silva, 2007).

Os registos e os dados que têm sido fornecidos pelas entidades responsáveis, e amplamente divulgados na comunicação social, levam-nos a afirmar que Portugal encontra-se no bom caminho, no que toca ao uso crescente de energias renováveis, tal como se afirma no relatório de desempenho de Portugal, elaborado pela Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE, 2011).

No entanto, este crescimento acarreta alguns problemas que serão, de resto, o cerne deste estudo. Estes problemas passam, essencialmente, pela insuficiência de um sistema de produção de energias renováveis que permita conhecer em pormenor a capacidade real de produção e a potência instantânea introduzida na rede elétrica (Silva, 2007; Silva, 2009).

Por vezes existem também dificuldades de ligação à rede no que diz respeito à injeção de potência, pois os locais com maior potencial estão isolados, distantes e servidos por redes com fraca capacidade de transporte de energia. Esta situação só pode ser ultrapassada mediante a construção de novas linhas elétricas, cujos custos por vezes inviabilizam o projeto, pois a construção de novas linhas elétricas deve ser analisada face à rentabilidade do projeto (Barros, 2011).

A incorporação das energias renováveis na rede, nomeadamente a energia eólica e a energia fotovoltaica têm assumido lugar de destaque, porém as suas variabilidades temporais dificultam a sua incorporação no sistema elétrico, tornando-se de difícil previsibilidade responder rapidamente às solicitações do sistema. A irregularidade de produção dos recursos eólicos e fotovoltaicos exige, portanto uma continuidade na otimização e na utilização dos recursos (Barros, 2011).

PARTE I – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

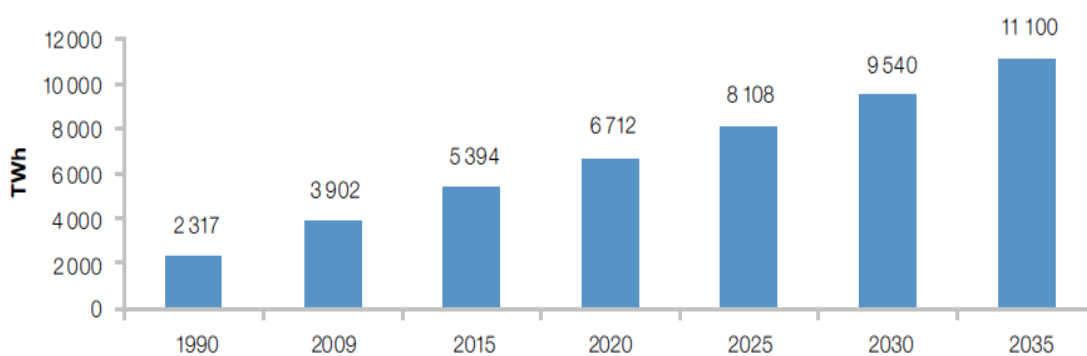
CAPÍTULO 1 - ENERGIAS RENOVÁVEIS

1.1. Importância das energias renováveis a nível global

Nas últimas décadas, o petróleo e derivados foram as fontes de energia que suportaram o crescimento da indústria e da economia global, assim como das sociedades. No entanto o petróleo e derivados não têm capacidade de sustento energético, nem são capazes de garantir um presente condigno sem penhorar as condições de vida das gerações futuras (Silva, 2008; Silva, 2007; Barros, 2011).

Neste sentido, a contribuição das energias renováveis, no panorama mundial da energia, reveste-se de grande importância e pressupõe um crescimento bem definido. Na figura 1, apresenta-se a evolução e a tendência a nível mundial para a produção de energia elétrica até ao ano de 2035 a nível mundial. Na figura 2 apresentam-se os cenários previstos para a integração das Fontes de Energia Renovável (FER), no futuro do sector elétrico mundial (OECD, 2011).

Figura 1. Perspetivas de produção de energia elétrica em TWh ao longo do tempo a nível mundial.

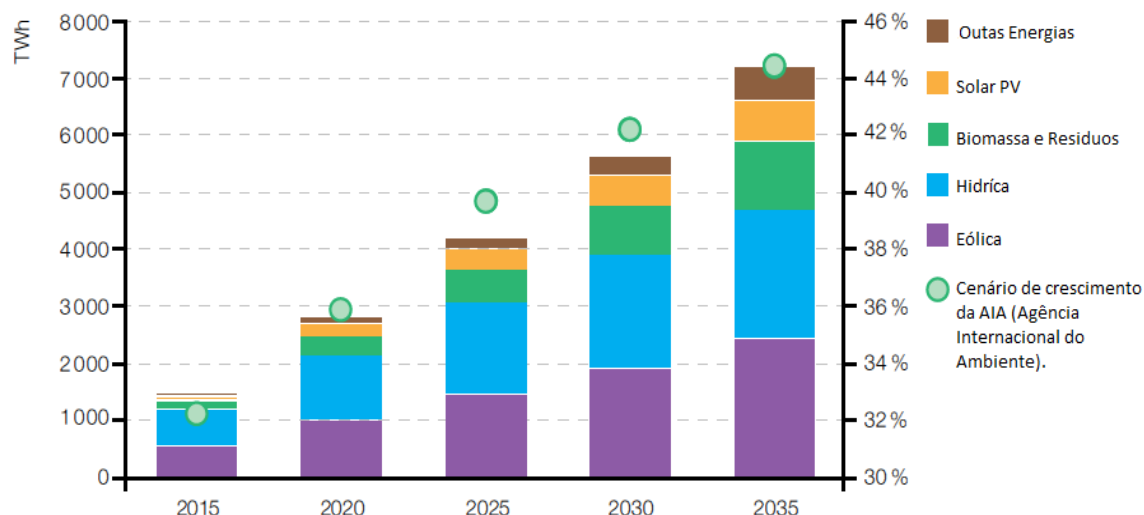


Fonte: OECD, 2011.

A perspetiva que a Agência Internacional da Energia (AIE) idealiza para a produção global de eletricidade, já contando com o contributo das fontes de energia renováveis (incluindo a hídrica), aponta para 8108 TWh no ano de 2025 (figura 1) sendo que cerca de 45 a 50% desta produção será baseada nas de energias renováveis, como se pode observar na figura 2. Especula-se ainda que em 2035, o consumo de energia esteja perto

dos 11100 TWh (figura 1) sendo que, num cenário otimista, cerca de 70% desta produção de energia será com origem renovável, conforme ilustra a figura 2 (OECD, 2011).

Figura 2. Cenários previstos a nível mundial, para as energias renováveis no futuro do sector elétrico.



Fonte: OECD, 2011.

Estas estimativas baseiam-se nos cenários previstos, resultantes das medidas diretrizes da AIE, que leva em consideração os compromissos anunciados e os planos estabelecidos (OECD, 2011).

1.2. Situação atual das energias renováveis em Portugal

Apesar do crescimento que se tem verificado e do potencial que hoje em dia já se dispõe em Portugal, há ainda entraves à expansão da capacidade de produção energética por meio do recurso a energias renováveis. Entre os problemas existentes, encontram-se o quadro legal e as regras administrativas que, apesar de terem vindo a sofrer simplificações, ainda se traduzem em processos morosos e complexos (Barros, 2011). Por exemplo, salientam-se os processos de licenciamento de aproveitamentos hidroelétricos, juntamente com o licenciamento dos parques eólicos e cogerações a serem cancelados (Diário da República, 1.^a série — N.º 26 — 6 de Fevereiro de 2012), ao qual se juntou, o esgotamento da cota disponível para 2012 da microgeração (a microprodução e a miniprodução são atividades de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência) de 10

MW, aos quais se associaram ainda mais 2,5 MW, remanescentes da cota de 2011 (Comunicado da DGEG, de 4 de Abril de 2012), entretanto reabertos no ano de 2013. Outra dificuldade prende-se com a interligação à rede das fontes produtoras. Muitas vezes, os locais com maior potencial de exploração encontram-se em zonas isoladas e remotas, o que leva à necessidade de novas linhas, tornando, por vezes, o investimento inviável (Barros, 2011; DR, 2011; DGEG, 2012).

Outra questão, não menos importante, prende-se com o carácter variável e imprevisível da maioria das energias renováveis, nomeadamente o recurso eólico e solar (Barros, 2011).

1.2.1. Caracterização do recurso eólico e fotovoltaico

Em 2010, produziram-se em Portugal cerca de 9025 GW de energia eólica, mais 20% que em 2009. Este valor representa 17% do consumo anual (em cada hora de consumo, 10 minutos resultam de produção eólica). Isto com uma potência instalada de 3705 MW. Em 2011 Portugal possuía 206 parques eólicos, que acomodavam 2027 torres eólicas, o equivalente a uma potência eólica de 5% do total instalado na Europa (Netto, 2011).

A energia solar (fotovoltaica) posiciona-se como a tecnologia com maior potencial de desenvolvimento em Portugal. Pelo facto de ser gerada nas horas de maior consumo, a sua complementaridade com as restantes tecnologias renováveis conduziu, à fixação de um objetivo de 1500 MW de potência instalada em 2020. O sucesso associado à introdução da microgeração, e o enorme impacto que esta exerceu na sociedade e na indústria, justifica que se estabeleçam metas mais ambiciosas para este segmento (Netto, 2011).

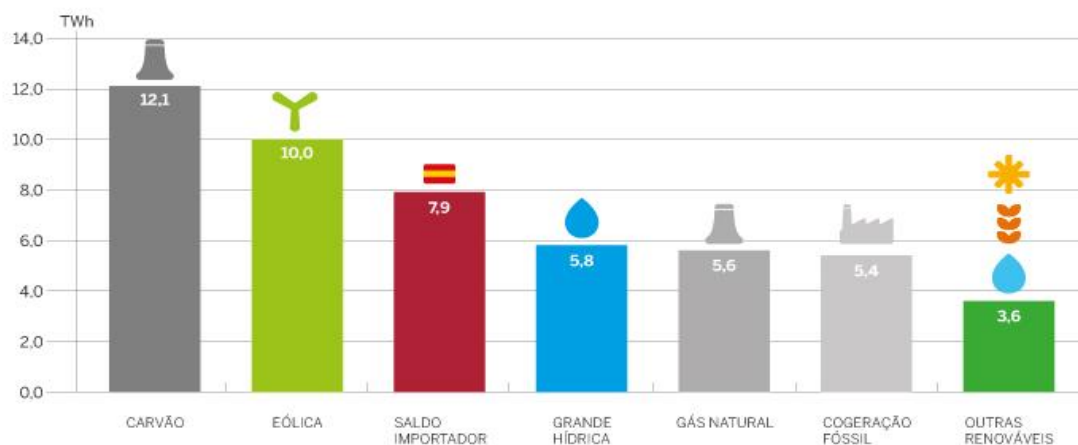
1.2.2. Caracterização de outros recursos renováveis

1.2.2.1. Situação atual

Na figura 3 a) é possível observar a produção de energia elétrica (TWh) nas fontes de energias renováveis e não renováveis, na figura 3 b) observa-se a representatividade sector por sector, no que toca à energia produzida, em Portugal Continental no ano de 2012 (APREN, 2012).

Figura 3. Produção de eletricidade por fonte em Portugal Continental em 2012.

a) Produção de eletricidade por fonte em Portugal Continental em 2012.



b) Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal Continental no ano 2012.



Fonte: APREN, 2012.

Da análise da figura 3 a) conclui-se que, de todas as FER com tecnologia instalada em Portugal Continental, a energia eólica, com 10 TWh de energia elétrica produzida, e a grande hídrica, com 5,6 TWh produzidos ao longo do ano de 2012, destacam-se de todas as demais FER (APREN, 2012). Ao observar a figura 3 b) verifica-se que, no panorama nacional das FER a energia de origem solar é ainda pouco representativa, sendo apenas, 1% de toda a produção de origem renovável no ano de 2012. Se a isto somarmos o elevado número de horas de insolação que Portugal dispõe, (entre 2.200 horas a 3.000

horas enquanto que, por exemplo, para a Alemanha 1.200 horas a 1.700 horas), podemos afirmar que Portugal extrai pouca energia elétrica, a partir deste recurso (Portal das Energias Renováveis, 2012).

Já a biomassa, no conjunto de todos os seus derivados, possui uma considerável percentagem no panorama nacional, cerca de 5%. O restante bolo é constituído pelas grandes centrais alimentadas a combustíveis fósseis (46%) e por importações feitas através das linhas transfronteiriças (16%) (APREN, 2012).

1.2.2.2. Perspetiva futura

A energia hídrica corresponde a uma aposta que tem vindo a ser feita desde os anos 40, do século XX, sendo que a capacidade instalada ronda atualmente os 4900 MW. Em 2007, foi lançado o Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), que irá permitir a Portugal aproveitar melhor o seu potencial hídrico e viabilizar o crescimento desta energia. O PNBEPH prevê que os novos empreendimentos em curso e os reforços de potência previstos permitam atingir, em 2020, cerca de 8600 MW. A existência de capacidade reversível nos investimentos previstos é fundamental para aproveitar o excesso de energia eólica produzida durante os períodos de vazio (Bernardo, 2010).

A biomassa apresenta também uma elevada importância para Portugal, pela sua transversalidade para com as questões relacionadas com a gestão florestal, produzindo energia e calor neutros, no que respeita às emissões de CO₂. A nível de projetos, espera-se ser implementada a capacidade já atribuída de 250 MW, referentes aos concursos lançados pelos *XVII e XVIII Governos Constitucionais*. Existe também a intenção de promover a produção de biomassa florestal (biomassa sólida), de forma integrada com a promoção da certificação florestal e promoção de culturas energéticas rentáveis. No que toca aos biocombustíveis (biomassa líquida), um dos objetivos comunitários estabelecidos consiste na utilização de 10% de biocombustíveis no combustível para veículos (Magalhães *et al.*, 2011).

Previsivelmente, a geotermia ganhará importância no cenário energético nacional até 2020, dado o potencial de que o nosso país dispõe nesta área. O programa do governo, atrás mencionado, assente no plano para as novas energias, prevê que se avance com uma nova fileira na área da geotermia (250 MW) até 2020 (Magalhães *et al.*, 2011).

Tal como sustenta o plano para as novas energias, o elevado potencial da costa portuguesa e o empenho em dinamizar um *cluster* industrial ligado às atividades do mar

têm persuadido o governo para dedicar particular atenção à energia das ondas. Existe grande expectativa em relação à evolução dos seus custos de produção. Ao viabilizar uma zona-piloto para testes, o *XVII e XVIII Governos Constitucionais*, contribuíram para o desenvolvimento desta tecnologia e para que a ambição de ter 250 MW de potência instalada possa tornar-se uma realidade em 2020 (Magalhães *et al.*, 2011).

1.3. Conclusões

Existe a nível mundial perspectivas para um aumento no consumo de eletricidade, este cenário levou a que parte desta produção de energia elétrica surja a partir de FER.

Em relação a Portugal, existe uma aposta para instalar diversos tipos de FER, o que permite uma diversificação das tecnologias e uma exploração uniforme, pois não estamos dependentes de uma só fonte de energia. No entanto, em algumas tecnologias como é o caso da energia eólica, o crescimento foi exponencial, o que criou alguns problemas na exploração, estando esta fonte de energia já muito perto da cota máxima em termos de potência instalada. O programa de microgeração foi um sucesso em Portugal, pois várias foram as produções descentralizadas que foram criadas ao longo do país, no entanto a massificação deste tipo de produções, trouxe consigo alguns inconvenientes, como por exemplo, a desregulação dos valores de tensão nas linhas BT.

Outras FER, como a energia das marés, energia das ondas e a energia geotérmica, não passam ainda de ideias piloto, pois a potência instalada é ainda de todo reduzida e os projetos implementados ainda não deram provas à altura dos investimentos.

CAPÍTULO 2 - REDES ELÉTRICAS

2.1. Sistema elétrico

O primeiro Sistema de Energia Elétrica (SEE), concebido por Thomas Edison, entrou em funcionamento em setembro de 1882 na estação de Pearl Street, em Nova Iorque (Paiva, 2011; Meireles, 2009).

Do ponto de vista técnico, o principal objetivo de um SEE consiste em fornecer energia elétrica sempre que esta seja necessária dentro dos parâmetros de qualidade admissíveis (Paiva, 2011).

A função de um SEE passa por converter a energia de uma fonte disponível em energia elétrica e transportá-la até aos pontos de consumo. A vantagem desta forma de energia reside no facto de poder ser transportada e controlada remotamente com um grau elevado de eficiência e qualidade, podendo, no destino ser consumida na forma de energia calorífica ou energia mecânica (Paiva, 2011; Meireles, 2009).

Um SEE é caracterizado por tensões e correntes. Estas podem ser representadas pelas expressões de (1) a (3) (Meireles, 2009; Fernandes, 2010):

Tensão, V:

$$V = \sqrt{2V} \sin \omega t \quad (1)$$

Corrente, I:

$$I = \sqrt{2I} \sin (\omega t - \phi) \quad (2)$$

Onde, ω , é a frequência angular, f , a frequência e, ϕ , o ângulo entre a tensão e a corrente.

$$\omega = 2\pi f \quad (3)$$

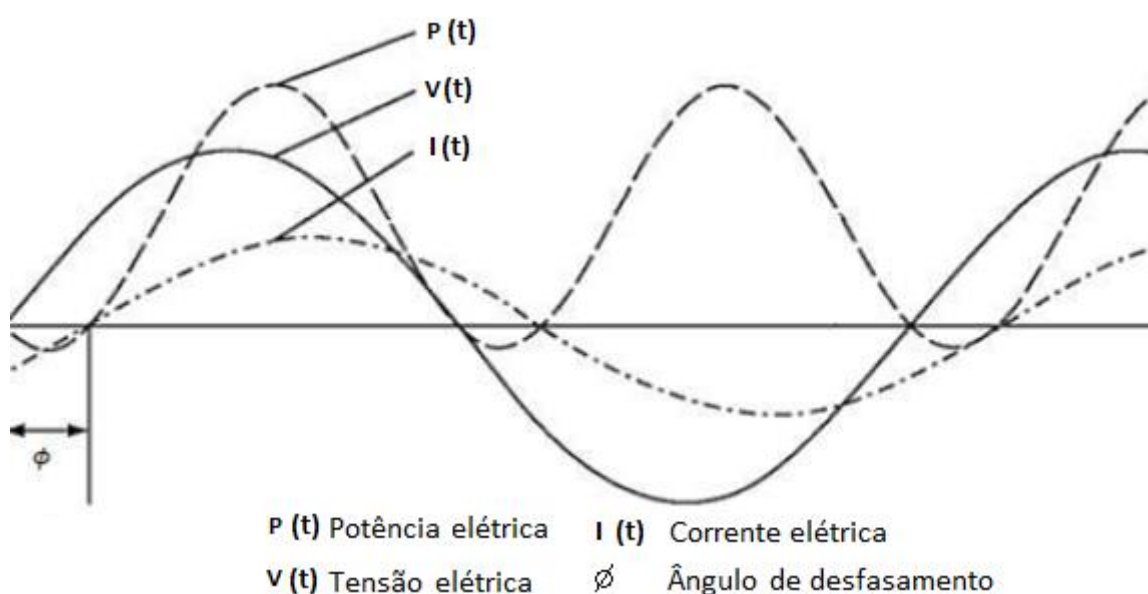
Considera-se o sistema indutivo quando a corrente circula atrasada em relação à onda de tensão, e capacitivo quando a onda de corrente circula adiantada em relação à onda de tensão, neste último caso a carga possui características capacitivas (Sá, 2010).

Por seu turno, a potência instantânea, P , que circula entre o gerador e a carga, é o produto da tensão, pela corrente, obtendo-se pela expressão (4) (Sá, 2010; Meireles, 2009; Fernandes, 2010):

$$P = VI = 2VI \sin \omega t \sin (\omega t - \phi) = VI \cos \phi - VI \cos (2\omega t - \phi) \quad (4)$$

Na figura 4, pode observar-se o andamento temporal das três grandezas mencionadas anteriormente, nomeadamente, a potência transportada pelo sistema ao longo do tempo, $P(t)$, a tensão $V(t)$ e a corrente, $I(t)$, o ângulo entre a tensão e a corrente é representado na figura por, ϕ (Fernandes, 2010).

Figura 4. Evolução temporal da corrente (I), da tensão (V) e potência (P).



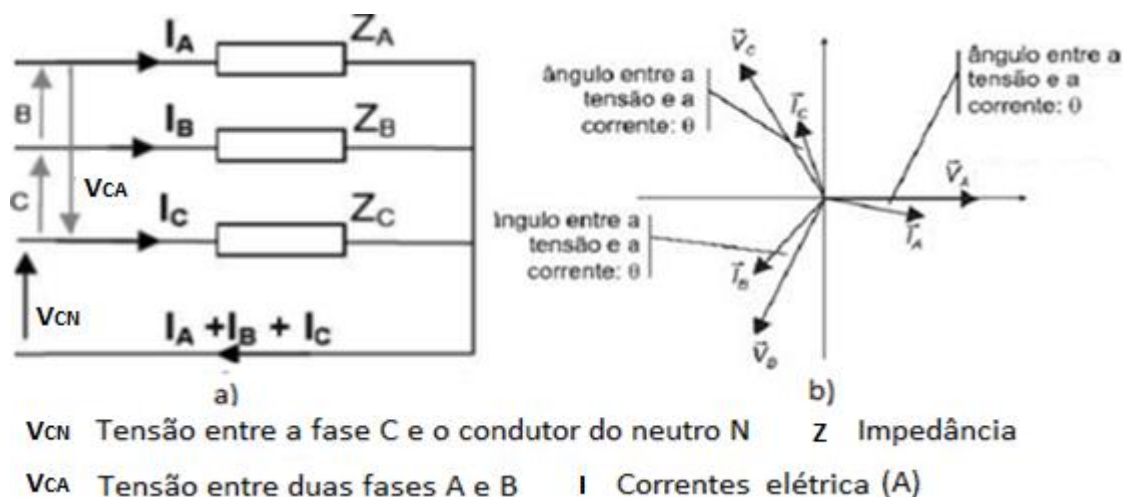
Fonte: Fernandes, 2010.

Nos sistemas de energia elétrica usuais, a energia é transmitida em 3 fases. O objetivo assenta em conseguir-se um sistema trifásico tão simétrico quanto possível. Assim, num sistema trifásico perfeito, as tensões e as correntes de uma linha elétrica têm exatamente a mesma amplitude que as tensões e correntes das outras linhas, encontrando-se desfasadas em 120 graus entre elas, como se demonstra na figura 5 b). Devido a este desfasamento de 120 graus, e no caso de as cargas serem iguais ($Z_A = Z_B = Z_C$), a soma vetorial das correntes I_B com I_C serão iguais a $-I_A$, não circulando corrente no neutro, ou seja, a soma vetorial das correntes é nula, e podemos dizer que temos um sistema trifásico equilibrado (Fernandes, 2010).

Já se uma ou mais cargas forem diferentes entre si, isso irá obrigar a que circule menos corrente pela carga maior originando que a soma vetorial das correntes não seja nula, resultando daí tensões diferentes, no caso de não existir neutro. Neste caso temos

um sistema trifásico desequilibrado, podendo a tensão aplicada nas cargas (equipamentos elétricos) ser nefasta e danificar os mesmos (Fernandes, 2010).

Figura 5. a) Sistema trifásico b) Esquema de um diagrama vetorial trifásico.



Fonte: Fernandes, 2010.

Na análise de SEE, cargas, linhas de transmissão e transformadores podem ser ilustrados por impedâncias (Z) que criam resistência à passagem da corrente elétrica (I). Na figura 5 a), é possível observar as impedâncias (Z_A , Z_B , Z_C), a tensão que o circuito transporta pode ser medida entre fases, por exemplo V_{CA} , ou então entre uma fase e o condutor do neutro, como se pode observar através da simbologia V_{CN} presente no esquema a) da figura 5 (Fernandes, 2010).

2.1.1. Capacidade de transporte da rede elétrica

A potência transitada numa determinada linha da rede elétrica deve ser compatível com a capacidade de transporte da mesma, a qual tem necessariamente um limite que importa obedecer. Esse limite é estabelecido em regra, pela (Paiva, 2011):

- Temperatura máxima admissível nos condutores, pois a dimensão da cabelagem existente, pode não ser compatível com um possível aumento de potência, o que pode ter que levar a um aumento da secção da cabelagem;

- Capacidade de receção de potência, as subestações mais antigas possuem equipamentos desajustados a novos aumentos de potência, como é o caso dos transformadores, o que torna inviável o transporte de grandes potências;
- Proteção e segurança das redes, por vezes os dispositivos de segurança da rede, encontram-se adaptados a baixas cargas, o que pode ser um entrave ao aumento de transporte de potência;
- Estabilidade da circulação síncrona, a questão de haver oscilações de produção na rede e variações de frequência, pode ser um obstáculo ao transporte.

2.1.2. Controlo de frequência e potência ativa – Reserva primária

Um SEE é um sistema dinâmico, pois, a energia está continuamente a variar, de modo que também a energia produzida terá de variar de forma contínua para existir um equilíbrio entre a produção e o consumo (Paiva, 2011).

No funcionamento de uma rede elétrica são automaticamente monitorizadas e reguladas, dentro da gama admissível de valores, as seguintes grandezas elétricas:

- Frequência;
- Tensão;
- Intensidade/Corrente.

Numa dada rede elétrica a tensão é um parâmetro de carácter local, que depende dos trânsitos de energia reativa em alguns troços da rede. A regulação da tensão torna-se de extrema importância tal como a regulação da frequência, refletindo-se estes ajustes no equilíbrio das potências ativas geradas e consumidas a cada instante (Paiva, 2011; Meireles, 2009).

Perante uma perda súbita de produção, por diminuição dos níveis de luminosidade (sistemas fotovoltaicos) ou redução da velocidade do vento (energia eólica), entre outras, verificou-se que durante o tempo morto necessário para a atuação dos reguladores de velocidade, a frequência cai devido ao desequilíbrio que se estabelece entre a potência gerada e a carga da rede. Nestas situações ocorre a intervenção da reserva primária que permite aos grupos tomarem a sua carga, para fazer face ao desequilíbrio (Paiva, 2011).

A reserva primária consiste essencialmente no controlo de velocidade, por atuação do regulador da máquina primária, de forma a manter o equilíbrio entre o binário elétrico do gerador e o binário mecânico no veio da turbina, situação aplicável aos sistemas eólicos, através de sistemas de desmultiplicação mecânica (Paiva, 2011).

A diferença entre o binário elétrico sentido pelo gerador, fruto da variação de carga do binário mecânico da máquina, resulta numa alteração da velocidade determinada pela equação (5) referente ao movimento da máquina (Paiva, 2011):

$$P_M - P_C = \frac{dW_{cin}}{dt} \quad (5)$$

onde P_M , é a potência mecânica necessária fornecida pela máquina motriz e P_C , é a potência da carga. A energia cinética das massas girantes, W_{cin} , é dada pela equação (6):

$$dW_{cin} = \frac{1}{2} i \omega^2 \quad (6)$$

Quando i é o momento de inércia e, ω , a velocidade angular.

Daqui resulta, que se a potência fornecida pelas máquinas motrizes não for igual à das cargas, a energia cinética aumenta ou diminui, consoante o sinal de diferença, acarretando uma variação da velocidade angular e, por conseguinte da frequência. Exige-se assim, um equilíbrio entre as potências produzidas e consumidas a cada instante. Qualquer desequilíbrio entre a potência produzida e a potência consumida resultará num desvio de frequência, ativando o controlo primário (Paiva, 2011).

Este serviço depende do número de grupos geradores de energia elétrica, que trabalhem em paralelo da potência total e das características de regulação de cada máquina (Paiva, 2011).

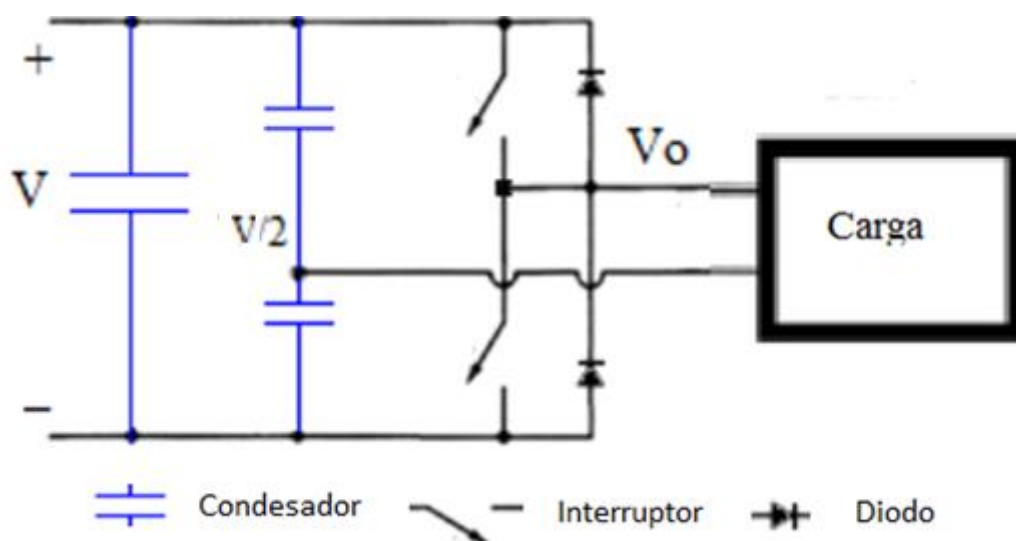
2.1.3. Inversores eletrónicos de potência

De uma perspetiva eletrónica os inversores de rede elétrica são equipamentos que produzem tensões alternadas (CA) a partir de fontes de alimentação de tensão contínua (CC).

A ligação à rede de inversores eletrónicos de potência permite ajustar as velocidades variáveis das máquinas geradoras, por exemplo turbinas eólicas, ou ainda converter a energia produzida sob a forma de corrente contínua das células fotovoltaicas ou pilhas de combustível em corrente alternada (Duarte, 2010).

Os inversores podem ser monofásicos ou trifásicos e podem ser construídos de diversas formas. O inversor representado na figura 6 é um inversor monofásico em meia ponte (Duarte, 2010).

Figura 6. Inversor de Corrente Contínua (CC) para Corrente Alternada (CA).



Fonte: Duarte, 2010.

Na figura 6 apresentada acima é possível observar uma série de condensadores, que dividem a tensão, V , corrente contínua (CC), para metade $V/2$. Seja, metade da tensão V , passará a ser a tensão de referência do inversor. Quando o interruptor superior da figura 6 está fechado e o interruptor inferior está aberto, a tensão na saída do inversor V_o apresenta uma tensão positiva. Quando o interruptor superior da figura 6 está aberto e o interruptor inferior fechado, a tensão V_o é negativa, obtendo-se desta forma corrente alternada (CA) os díodos por sua vez, possuem a função de manter o fluxo de energia num único sentido, evitando o retorno da mesma.

Este é o princípio base da passagem de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), para as diferentes cargas que estão interligadas com rede elétrica (Duarte, 2010).

2.2. Integração da produção descentralizada na rede elétrica

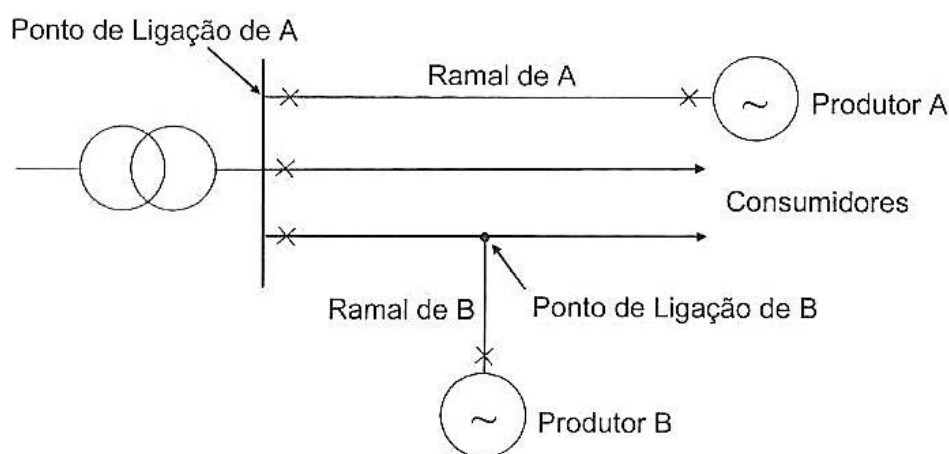
Usualmente as instalações de produção descentralizada, muito associadas às produções energéticas de FER, devido ao seu nível de potência instalada, ligam-se a uma rede de distribuição quer através de um ramal próprio quer de um ramal ligado em T a uma linha existente, tal como se apresenta na figura 7.

No entanto as redes de distribuição, com estrutura radial, foram projetadas para transportar a energia fornecida pela rede de transporte, em subestações de interconexão,

até aos locais de consumo, segundo um percurso bem definido e com um trânsito unidirecional.

A ligação da produção descentralizada altera esta situação, uma vez que a energia passa a ser injetada em pontos diversificados da rede, podendo alterar o sentido do respetivo trânsito. Quando o consumo local é baixo, face à produção distribuída, os excedentes levam à inversão do sentido do trânsito de potência nos pontos de interface com a rede de transporte (Paiva, 2011).

Figura 7. Ligação de produções descentralizadas a uma rede de distribuição.



Fonte: Paiva, 2011.

Ao observar a figura 7, constata-se que o produtor A, injeta a sua produção a montante do posto de transformação, por seu lado o produtor B aplica a sua produção elétrica na rede, através de um ramal em T, já numa fase jusante ao posto de transformação que abastece os ramaís A e B.

No que diz respeito à rede de distribuição, é necessário que os requisitos de segurança, a capacidade de transporte das linhas e a potência de corte dos disjuntores não sejam excedidos pela ligação da produção descentralizada à rede. Um parâmetro com interesse para avaliar a capacidade de receção da rede é a relação de curto-circuito¹ (L_{CC}), como se demonstra na equação (7), definida como o quociente entre a potência de curto-circuito mínima da rede, estando o produtor desligado (S_{CC}), e a potência aparente nominal (S_{PD}) (potência de ligação) desse mesmo produtor (Paiva, 2011):

¹ Entende-se por curto-circuito, uma região num circuito elétrico na qual a d.v.p. (diferença de variação potencial) é nula.

$$L_{cc} = \frac{S_{cc}}{S_{PD}} \quad (7)$$

Importa também avaliar as variações de tensão originadas no ligar e desligar de instalações de produção elétrica, ligadas à rede. Situação originada em função das condições atmosféricas a cada instante. Tal situação pode calcular-se por valores de unidade (pu) através da expressão (8) (Paiva, 2011):

$$\Delta V = \frac{R_{cc}P_{PD} + X_{cc}Q_{PD}}{V} = \frac{1}{L_{cc}} \cos(\Psi_{cc} - \phi_{PD}) \quad (8)$$

Onde R_{cc} e X_{cc} são respetivamente a componente real e imaginária da impedância de curto-circuito da rede. P_{PD} e Q_{PD} são as potências ativa e reativa entregues no ponto de ligação; e os ângulos Ψ_{cc} e ϕ_{PD} , são dados pelas equações 9 e 10 (Paiva, 2011):

$$\Psi_{cc} = \text{atan} \frac{X_{cc}}{R_{cc}} \quad \phi_{PD} = \text{atan} \frac{Q_{PD}}{P_{PD}} \quad (9) \text{ e } (10)$$

Note-se que a variação de tensão é inversamente proporcional à relação de curto-circuito. Para que a variação de tensão no ponto de ligação seja nula, o produtor deverá consumir potência reativa dada pela equação (11) (Paiva, 2011):

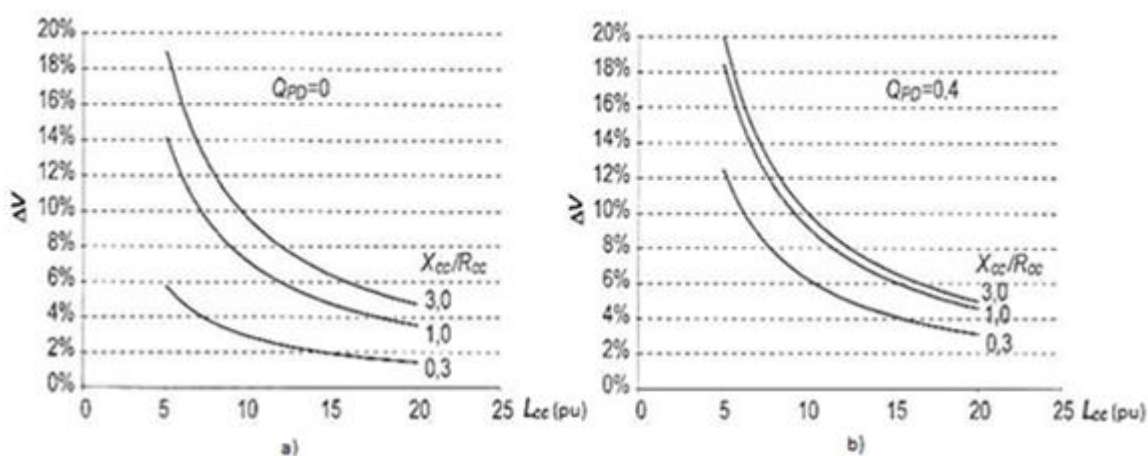
$$Q_{PD} = -P_{PD} \frac{R_{cc}}{X_{cc}} \quad (11)$$

Contudo, uma vez que os clientes de eletricidade consomem potência reativa, pode interessar ao operador da rede de distribuição que o produtor forneça essa potência, a fim de reduzir as perdas. Por outro lado, ao produtor interessa maximizar a potência ativa produzida, ou seja, minimizar a produção de potência reativa (Paiva, 2011).

A sincronização destes parâmetros deve ter em conta que a manutenção da tensão dentro dos limites operacionais deve ser prioritária. O funcionamento de absorção de potência reativa pelo produtor só se deve verificar, se tal não prejudicar a qualidade de tensão, quer no ponto de ligação do produtor quer nos pontos de ligação dos consumidores (Paiva, 2011).

Para compreender, de uma forma mais simplificada, a variação de tensão resultante da ligação de um gerador a uma rede, especifica-se na figura 8 a forma como estas variações podem ocorrer.

Figura 8. Simulação da variação de tensão, resultantes da ligação de um gerador a uma dada rede a) Potência reativa é nula, e, b) Potência reativa é 40% da potência ativa.



L_{cc} (pu) Relação curto-circuito da rede

X_{cc}/R_{cc} Relação da impedância real pela impedância imaginário

ΔV Variação de tensão (v)

$Q_{PD}=0$ Potência reativa fornecida pelo gerador é nula

$Q_{PD}=0.4$ Potência reativa é 40% da potência ativa

Fonte: Paiva, 2011.

Tendo por base o ponto de partida, em que a relação de curto-circuito no ponto de ligação é variável entre 5 a 20 pu, e a relação das impedâncias X_{cc}/R_{cc} é variável entre a gama de 0.3 a 3 pu, observa-se na figura 8, que para as duas situações, a) em que a potência reativa fornecida pelo gerador é nula, e para a situação b) em que a potência reativa é 40% da potência ativa, que o fornecimento de potência reativa aumenta a variação de tensão resultante do gerador. Quando a potência da produção descentralizada atinge valores significativos, face à potência total ligada à rede, as condições de operação desta são afetadas, na figura 8 é possível observar que para as mesmas condições a) e b) o facto de existir mais energia reativa na figura 8 b), leva a uma maior variação da tensão (Paiva, 2011).

A afetação da rede de transporte é considerada significativa quando, num nó de interligação com a rede de distribuição, se verifique que (Paiva, 2011):

- A potência instalada na produção descentralizada excede um determinado limite (seja 50 MVA);
- A relação de curto-circuito é inferior a um limite (seja, 20 pu em situação de ponta e 10 pu em situação de vazio);

Ainda assim, quando as variações sentidas na rede são significativas é necessário proceder a um estudo de integração na rede, de modo a compreender o perfil de tensões, o trânsito de energias e estabilidade transitória (Paiva, 2011).

O aparecimento de níveis elevados de produção descentralizada obriga a avaliar a capacidade de receção global da rede à luz dos critérios de qualidade e segurança. A determinação dos limites de estabilidade da rede, quer em regime estacionário quer em regime transitório, torna-se assim necessária (Paiva, 2011).

2.3. Estabilidade transitória

A estabilidade de um SEE define-se em termos genéricos, como a capacidade de um sistema regressar ao regime de funcionamento estável, após ter sofrido uma perturbação (Paiva, 2011).

Numa rede de corrente alternada, todas as unidades geradoras, sejam elas equipadas por máquinas síncronas ou assíncronas, como por exemplo, mini-hídricas ou eólicas, rodam em sincronismo, o qual é assegurado por forças electromagnéticas. O facto de as máquinas possuírem um comportamento estável é em grande parte derivado da boa qualidade da frequência da rede (Paiva, 2011).

O regime estacionário é caracterizado pelo equilíbrio, em cada grupo gerador, entre a potência mecânica fornecida pela máquina motriz e a potência elétrica fornecida à rede onde se acoplam as perdas, pelo que o rotor roda com velocidade constante (Paiva, 2011).

2.4. Parâmetros de qualidade da energia elétrica

A energia fornecida por uma rede elétrica considera-se de qualidade se garantir o bom funcionamento dos equipamentos elétricos ligados à mesma, sem perturbações significativas do seu normal funcionamento (Silva, 2009).

É possível avaliar as alterações introduzidas num sistema de energia elétrica pelas FER, analisando os seguintes parâmetros elétricos, que serão posteriormente abordados de uma forma detalhada (Silva, 2009):

- Distorção harmónica;
- Factor de potência;
- Desequilíbrios de tensão;

- Variações do valor eficaz de tensão;
- Congestionamentos da rede;
- Energia reativa;
- Oscilações de frequência;
- Proteções.

2.4.1. Distorção harmónica

O modo de ligação convencional de instalações de produção de energia elétrica à rede, isto é, ligação direta de geradores síncronos e assíncronos, não cria problemas relacionados com harmónicas (componentes de frequência múltipla da fundamental, 50 Hz, para Portugal). Contudo, se a ligação for feita de modo assíncrono, recorrendo ao uso de conversores eletrónicos de frequência que permitam a exploração por velocidade variável, torna-se crucial garantir as medidas necessárias à redução do conteúdo harmónico (Castro, 2004).

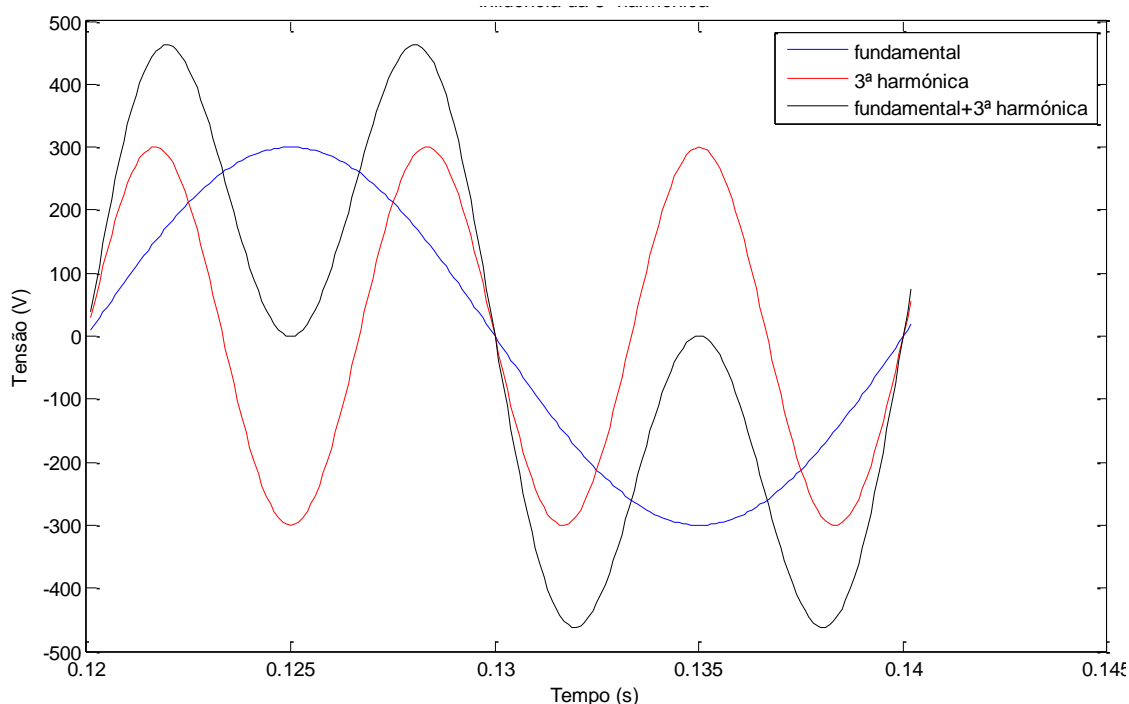
Se existirem cargas não lineares ligadas à rede elétrica, a corrente que circula nos condutores conterá harmónicos que provocam quedas de tensão nas impedâncias das linhas e causarão uma distorção das tensões de alimentação (Assunção, 2008). A maioria das cargas não lineares ligadas à rede leva à produção de harmónicas ímpares, enquanto, por sua vez, harmónicas pares são originadas por desequilíbrios entre as alternâncias positivas e negativas da corrente absorvida pelas cargas (Silva, 2009). Por outro lado, em sistemas trifásicos, as harmónicas das três fases² somam-se no circuito do neutro causando o agrupamento em harmónicas ímpares múltiplas de 3 (Humberto, 2004; Lopes, 2009).

Quando existem muitas cargas não lineares, geradoras de harmónicas de 3ª ordem e das suas múltiplas, a corrente de neutro pode atingir valores eficazes superiores aos verificados em cada uma das fases, fenómeno que leva a que, em alguns edifícios (nomeadamente escritórios), os condutores de neutro tenham de ser dimensionados com secções superiores aos condutores de fase.

A figura 9 ilustra a influência da 3ª harmónica num dado troço da rede elétrica.

² As fases de uma rede elétrica são o fio condutor que conduzem a corrente elétrica aos vários locais da rede.

Figura 9. Exemplo da influência da 3ª harmónica num troço da rede elétrica.



Fonte: Silva, 2009.

As tensões harmónicas podem ser analisadas individualmente, recorrendo à amplitude da harmónica de ordem h^3 , ou globalmente, U_h , através do valor da taxa de distorção harmónica total (THD) que se traduz pela equação (12) (Silva, 2009):

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2} \quad (12)$$

É possível calcular o valor de THD recorrendo apenas aos valores eficazes das harmónicas mais significativas. Expressando THD como percentagem, ficamos com a equação (13) (Silva, 2009):

$$THD (\%) = \frac{\sqrt{U_2^2 + U_3^2 + \dots + U_h^2}}{U_1} \times 100 \quad (13)$$

³ Uma harmónica de ordem h tem frequência dada por $h \times f_0$, sendo f_0 a frequência fundamental (50 Hz para Portugal).

Os valores máximos da distorção harmónica determinados por imposição legal, serão apresentados na secção, 4.2.1. dedicada às harmónicas.

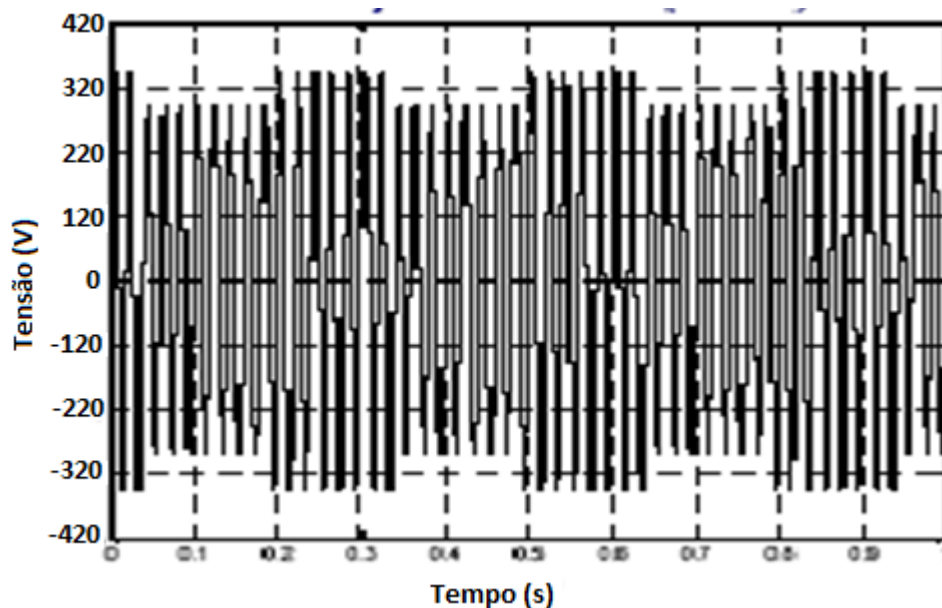
2.4.1.1. Efeitos da distorção harmónica total

Quer em equipamentos quer na própria rede elétrica, os efeitos da THD dependem, fortemente, da suscetibilidade de cada equipamento e das características técnicas da rede em questão. Em equipamentos que absorvam correntes não lineares como, por exemplo, no caso da maioria dos conversores eletrónicos de potência, os efeitos da THD apenas são notórios para valores elevados da mesma. Por sua vez, equipamentos associados a cargas lineares, como aquecedores resistivos, não sentem praticamente qualquer efeito por parte da THD (Silva, 2009).

De um modo geral, os efeitos da THD, que se fazem sentir na rede elétrica e em equipamentos a ela ligados, podem manifestar-se através do aumento dos valores eficazes das tensões e correntes e da deformação das formas de ondas das correntes e tensões (EDP, 2005). O aumento do valor eficaz da corrente que atravessa os condutores pode, por vezes, resultar num aumento da temperatura dos mesmos e dos equipamentos, o que conduz a um incremento das perdas por efeito de Joule e a uma acelerada degradação dos isolamentos. Outro resultado do aumento do valor eficaz da corrente corresponde à perda de eficácia de equipamentos que se destinam à proteção de instalações, como, por exemplo, os disjuntores (Silva, 2009).

Outro efeito relacionado com a distorção harmónica, já enunciado anteriormente, equivale à tremulação da tensão, também conhecida como flicker, ver figura 10. Na base deste fenómeno, encontram-se as flutuações de tensão que, consequentemente, provocam variações nos níveis de luminosidade das lâmpadas, causando um efeito visual passível de se tornar incomodativo, se ocorrer acima de determinados limites (Castro, 2004).

Figura 10. Efeito da flutuação da tensão (flicker).



Fonte: EDP, 2005.

A tremulação é um fenómeno que ao ocorrer associado às variações atmosféricas, no caso da energia eólica devido à variabilidade da velocidade do vento em períodos muito curtos e na energia fotovoltaica devido a bruscos momentos de sombreamento, que exerçam uma quebra acentuada e repentina na produção. Também neste caso, as normas fixam valores limiares, os quais devem ser cumpridos pelos fabricantes dos equipamentos (Duarte, 2010).

Alguns dos efeitos de THD, de tensão e de corrente em equipamentos ligados à rede elétrica, são os a seguir indicados (Schneider, 2003).

- Aumento das perdas por aquecimento, saturação, ressonâncias, vibrações nos enrolamentos e redução da vida útil de transformadores;
- Sobre aquecimento, binários pulsantes, ruído audível e redução da vida útil de máquinas elétricas rotativas;
- Aumento considerável na dissipação térmica dos condensadores, levando à deterioração do dielétrico;
- Aumento nas perdas dos condutores elétricos;
- Disparo indevido de semicondutores de potência em retificadores controlados e reguladores de tensão;
- Problemas na operação de relés de proteção, disjuntores e fusíveis;
- Interferência eletromagnética em equipamentos de comutação;
- Redução da vida útil das lâmpadas e flutuação da intensidade luminosa;

- Erros nos medidores de energia elétrica, instrumentação e medida;
- Mau funcionamento ou falhas de operação em equipamentos eletrónicos ligados à rede elétrica, tais como computadores, controladores lógicos programáveis (PLCs) e sistemas de controlo comandados por micro controladores.

2.4.2. Factor de potência

O factor de potência (FP) perfaz um dos indicadores utilizados na aferição da qualidade de energia elétrica e define-se como o quociente entre a potência ativa (P), potência entregue às cargas, e a potência aparente (S), potência instalada (Almeida, 2007; Mira, 2011), através da expressão (14) (Paiva, 2011; Meireles, 2009; Fernandes, 2010):

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T v(t)I(t)dt}{V_{ef}I_{ef}} \quad (14)$$

Sendo V_{ef} o valor eficaz da tensão, I_{ef} o valor eficaz da corrente, $v(t)$ a tensão e $I(t)$ a corrente.

Considera-se que quando $I(t)$ não é sinusoidal, esta pode ser descrita por uma série de Fourier (15):

$$I(t) = I_0 + I_1(t) + I_2(t) + I_3(t) + \dots + I_n(t) \quad (15)$$

Assumindo que $v(t)$ é sinusoidal, a potência ativa é dada pelo valor médio do produto da tensão por todas as componentes harmónicas da corrente. Visto que o valor médio deste produto anula-se para todas as componentes da corrente, exceto para a componente fundamental, determina-se que a potência ativa pode ser escrita como (16):

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t)I_1(t)dt = V_{ef}I_{1ef}\cos(\phi_1) \quad (16)$$

Em que I_{1ef} corresponde ao valor eficaz da componente fundamental da corrente e ϕ_1 representa o desfasamento entre a tensão e a componente fundamental da corrente. Usando a equação (16) é possível reescrever o factor de potência como (17):

$$FP = \frac{V_{ef} I_{1ef}}{V_{ef} I_{ef}} \cos(\phi_1) = \frac{I_{1ef}}{I_{ef}} \cos(\phi_1) \quad (17)$$

A THD da corrente é dada por (18):

$$THD_i = \sqrt{\left(\frac{I_{ef}}{I_{1ef}}\right)^2 - 1} \quad (18)$$

É portanto, possível escrever o factor de potência em função da distorção harmónica da corrente à equação (19):

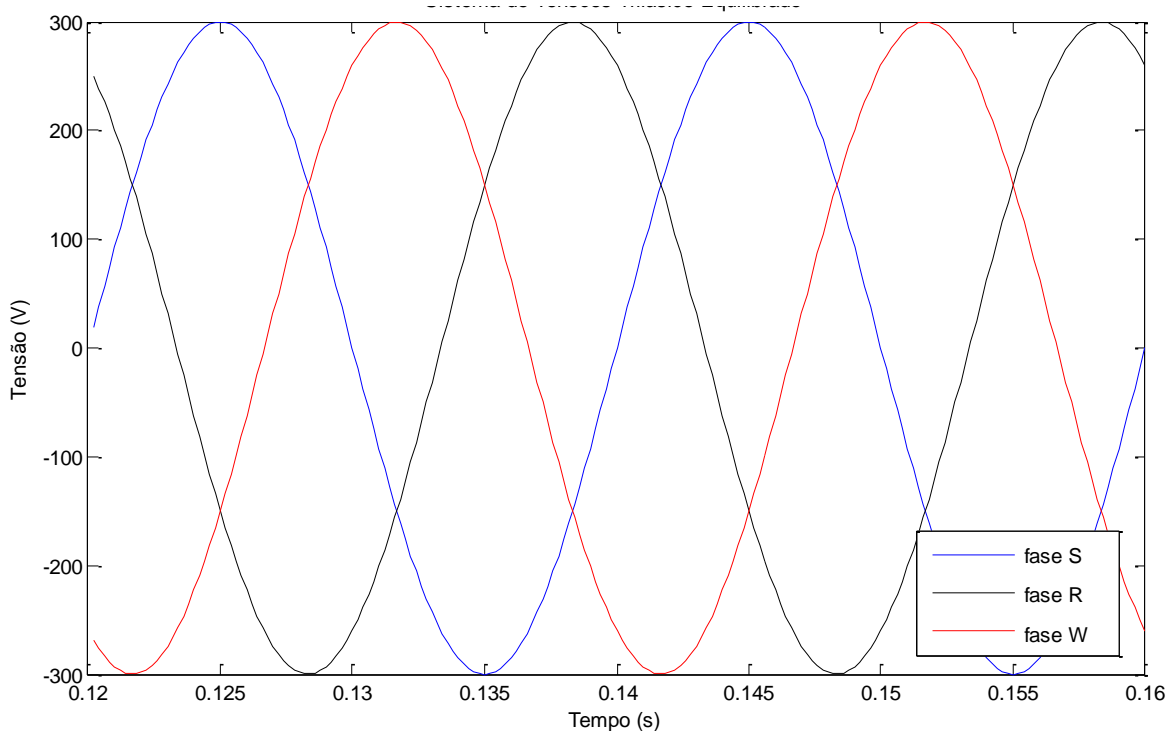
$$FP = \frac{\cos(\phi_1)}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \quad (19)$$

Para um FP igual a 1, a qualidade da energia é máxima, diminuindo caso o FP diminua. Observando a expressão (19) verifica-se que o FP varia inversamente com THD, ou seja, para a qualidade da energia ser máxima a THD deve ser nula (Fernandes, 2010).

2.4.3. Desequilíbrio de tensões

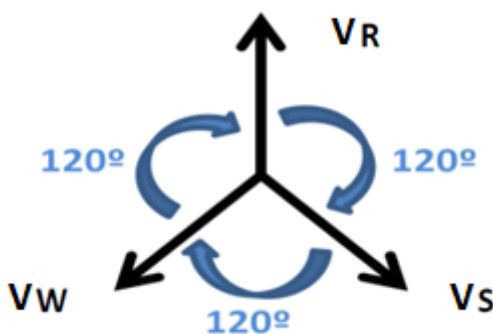
O SEE deveria ser idealmente constituído por um sistema trifásico de tensões equilibradas. Este equilíbrio apenas existe quando a distribuição de cargas pelas três fases é igual e perfeita. Um sistema qualifica-se como equilibrado quando constituído por três tensões sinusoidais com a mesma amplitude e cuja diferença de fase entre si seja de 120 graus (Silva, 2009). A figura 11 representa um sistema de tensões trifásico em equilíbrio e a figura 12, um diagrama vetorial das três fases igualmente em equilíbrio (Silva, 2009).

Figura 11. Sistema de tensões trifásico equilibrado.



Fonte: Silva, 2009.

Figura 12. Representação vetorial das três fases constituintes de um sistema trifásico em equilíbrio.

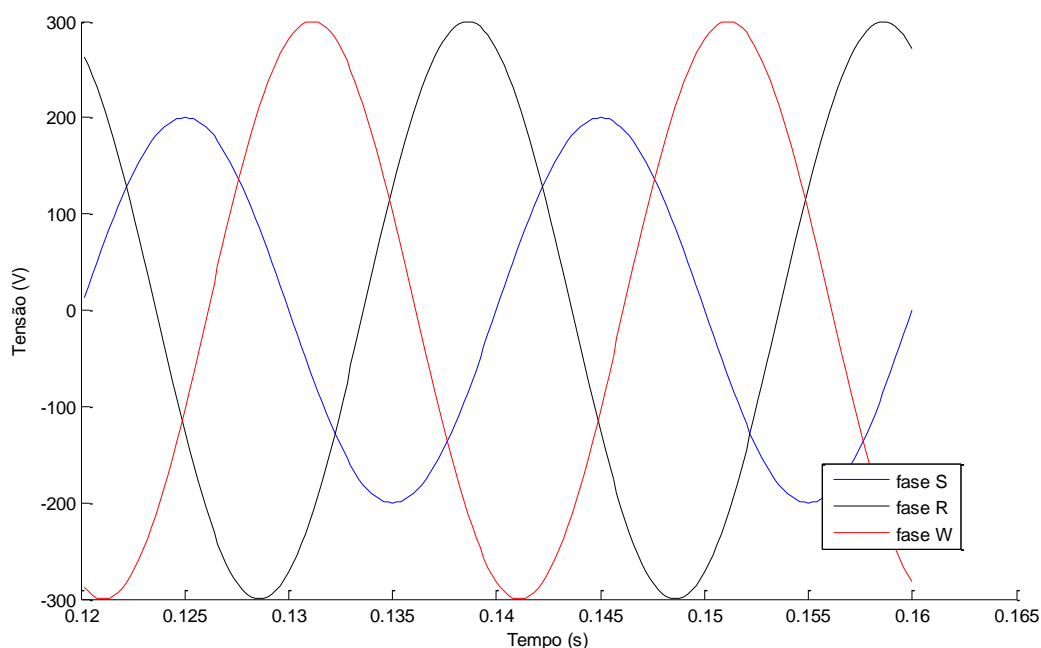


Fonte: Silva, 2009.

Um sistema de tensões trifásico considera-se desequilibrado quando os valores eficazes das tensões de cada fase se mostram diferentes e/ou fases consecutivas apresentam diferenças de fase diferentes de 120 graus (Silva, 2009).

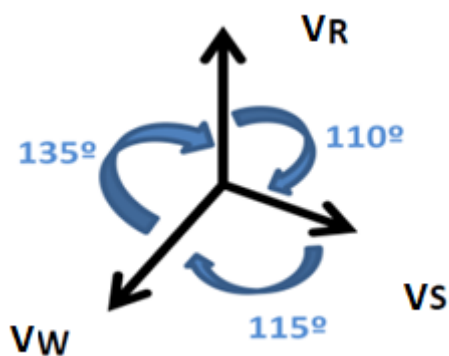
Nas figuras 13 e 14 temos uma representação de um sistema trifásico desequilibrado, na figura 13 é visível que a fase S apresenta uma menor amplitude do que as fases R e W, já na figura 14 é possível observar as diferenças entre os ângulos das fases V_R , V_W e V_S ao longo do tempo (Silva, 2009).

Figura 13. Sistema de tensões trifásico desequilibrado.



Fonte: Silva, 2009.

Figura 14. Representação vetorial das três fases constituintes do sistema trifásico não equilibrado.



Fonte: Silva, 2009.

A assimetria na distribuição das cargas pelas diferentes fases é uma das principais causas para o desequilíbrio do sistema. A assimetria nas cargas origina um sistema de correntes desequilibrado, responsável por variações na tensão de cada fase, causando o desequilíbrio do sistema de tensões. A título de exemplo, as unidades de microgeração são também elas responsáveis por causar desequilíbrios de tensões, pois em muitos

casos a distribuição das unidades de microgeração pelas três fases da rede pública não é homogénea (Silva, 2009).

O factor de desequilíbrio das tensões (K_u) pode ser calculado usando a expressão (20) (Silva, 2009):

$$K_u(\%) = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 \times \beta}}{1 + \sqrt{3 - 6 \times \beta}}} \times 10 \quad (20)$$

Com:

$$\beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2} \quad (21)$$

Sendo V_{XY} o valor eficaz da tensão entre as fases X e Y.

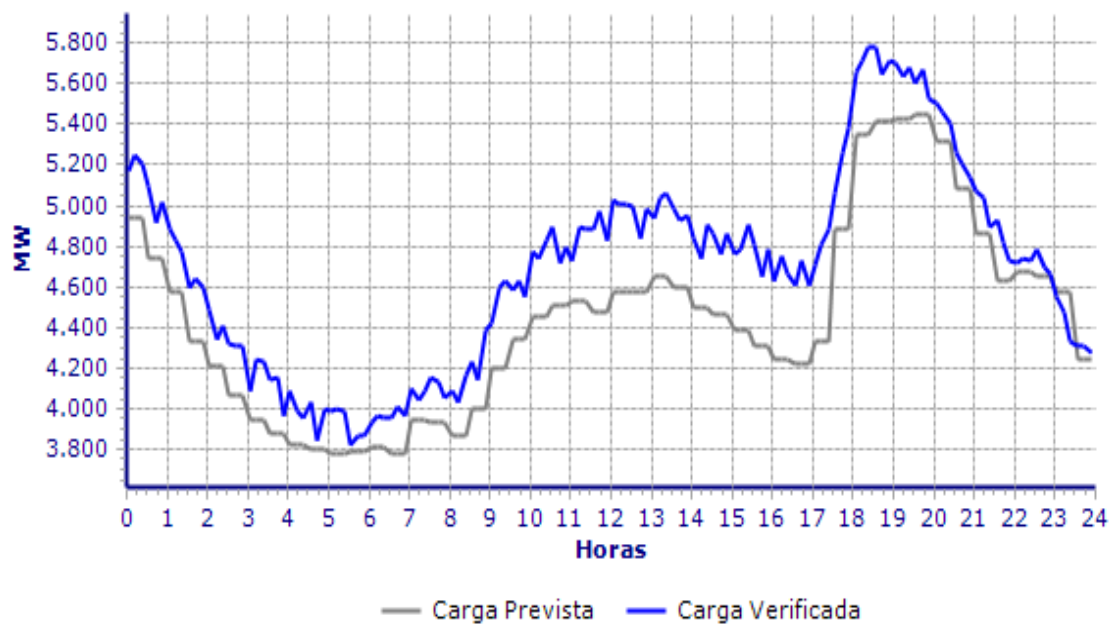
Os valores elevados para o desequilíbrio de tensões podem estar associados a efeitos nocivos no funcionamento de equipamentos, como máquinas de indução e transformadores (Silva, 2009).

2.4.4. Congestionamento da rede

A potência é a grandeza que determina as variações de tensão no sistema, essa mesma variabilidade é determinada pela injeção e consumo de potência a cada instante. O crescente número de instalações produtoras ao longo da rede aumenta a impossibilidade do controlo do fluxo de produção e consumo a cada instante. Apesar de serem feitas estimativas sobre o consumo e a produção de energias diárias, através de diagramas de cargas recorrendo a ferramentas de gestão, torna-se difícil o controlo da rede, sobretudo quando é impossível limitar a produção de alguns aproveitamentos, como é o caso de produções particulares (Paiva, 2011).

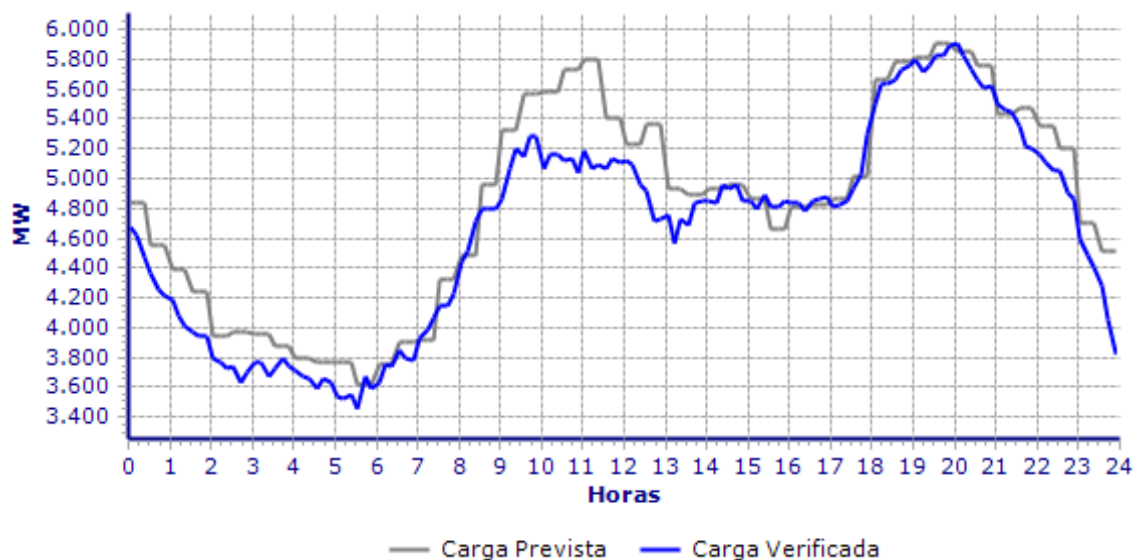
Na figura 15 e figura 16, apresentam-se exemplos de diagramas de cargas na rede, em que são verificados desajustes entre a carga da rede prevista e verificada a cada instante.

Figura 15. Diagrama de cargas da rede elétrica, registos da REN no dia 14-01-12 (sábado).



Fonte: REN, 2012.

Figura 16. Diagrama de cargas da rede elétrica, registos da REN no dia 16-01-12 (segunda-feira).



Fonte: REN, 2012.

Da análise das figuras 15 e 16 conclui-se que ocorrem, por vezes, erros de previsão quer seja por excesso, quer seja por necessidade de energia nas redes (Quintas e

Quintas S/D). Trata-se de uma tarefa de difícil previsão, a construção de gráficos que simulem os consumos diários de energia. Como podemos ver nos diagramas de cargas da figura 15 e da figura 16, ou por excesso ou por défice, torna-se de todo complicada a gestão em tempo real das cargas exatas nos diversos nós da rede (REN, 2012).

2.4.5. Energia reativa

A potência ativa (P) é efetivamente a única capaz de realizar trabalho, como por exemplo, rodar o veio de um motor mecânico, e pode ser descrita como o produto da tensão (V_f), pela componente da corrente (I_f) em fase com a mesma, como se apresenta na equação (22) (Barros, 2011):

$$P = Re(S) = 3|V_f||I_f|\cos(\phi) \quad (22)$$

Por seu lado, a potência reativa pode ser expressa como o produto da tensão pela componente da corrente com uma diferença de fase de 90° face à tensão, equação (23) (Barros, 2011):

$$Q = Im(S) = 3|V_f||I_f|\sin(\phi) \quad (23)$$

Apesar deste tipo de energia não realizar trabalho efetivo, é vital para o funcionamento de alguns equipamentos, como é o caso da máquina de indução que consome potência reativa para a criação do seu campo magnético. A potência reativa é produzida por cargas, geradores ou linhas de natureza capacitiva e é consumida por cargas, geradores ou linhas de natureza indutiva (Barros, 2011).

Visto que esta energia não realiza trabalho efetivo, deve ser limitada a um valor mínimo, pois o excesso de energia reativa é prejudicial para o sistema elétrico, quer seja reativa indutiva (consumida na instalação do cliente) quer reativa capacitiva (fornecida à rede). Uma maior quantidade deste tipo de energia implica também menor quantidade de energia ativa disponível nas redes, aumentando as perdas na distribuição e nas instalações de cliente (ISR E EDP, 2011).

Os problemas relacionados com a energia reativa podem ser solucionados através do uso de baterias de condensadores, capazes de armazenar este tipo de energia e fornecê-la aos equipamentos, consoante a sua necessidade. A correção dos níveis de circulação deve ser feita automaticamente, em todos os períodos horários,

limitando a energia reativa aos pontos onde esta é realmente necessária, de modo a reduzir os seus efeitos adversos (ISR E EDP, 2011).

As vantagens de correção da energia reativa são as seguintes (ISR E EDP, 2011):

- Diminuição das variações de tensão;
- Diminuição do aquecimento de condutores;
- Redução das perdas de energia;
- Melhor aproveitamento da capacidade dos transformadores;
- Aumento da vida útil dos equipamentos;
- Utilização racional da energia consumida;
- Desaparecimento do consumo de energia reativa excedente.

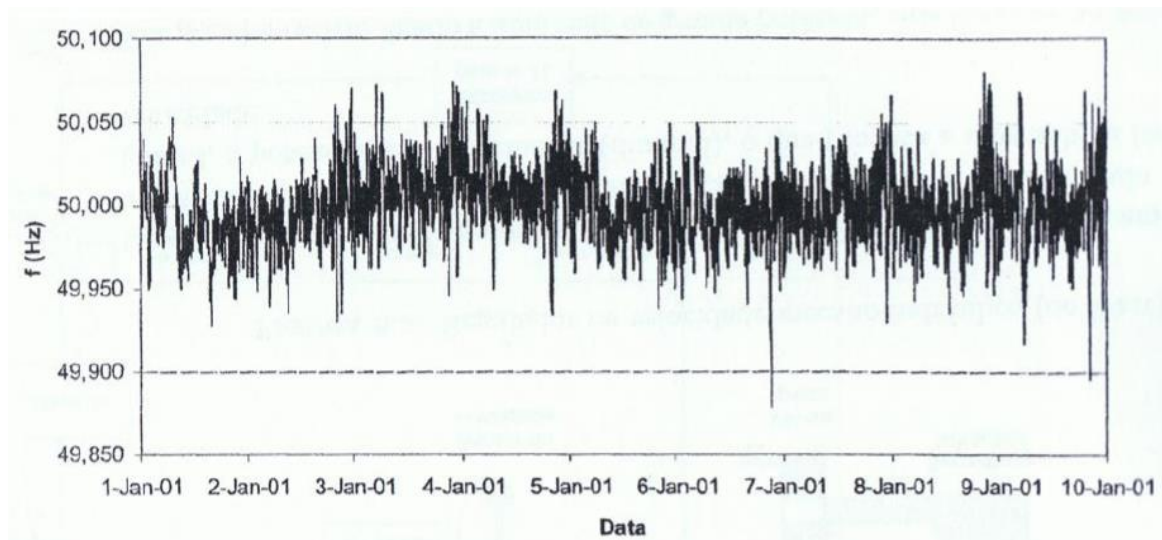
A impossibilidade de regularização da produção em determinadas fontes de energias renováveis nas horas de maior consumo de energia, como é o caso da energia eólica, pode levar à produção de energia reativa em horas de vazio (período do dia em que as máquinas de maior potência e consumo estão fora de serviço), hora em que não há necessidade desta energia para o processo de magnetização dos enrolamentos (ISR E EDP, 2011).

2.4.6. Oscilações de frequência

A frequência elétrica é uma grandeza que indica o número de ciclos de carga elétrica num determinado espaço de tempo, sendo representada pela unidade Hertz (Hz). Na Europa e em Portugal em geral, a frequência da rede elétrica está estipulada em 50 Hz, permitindo-se desvios de ± 0.05 Hz em relação ao seu valor nominal.

A figura 17 mostra a variação da frequência num barramento da rede elétrica no período de 1 a 10 de janeiro de 2001 (Paiva, 2011; Barros, 2011).

Figura 17. Variação da frequência na rede elétrica nacional, no período de 1 a 10 de Janeiro de 2001.



Fonte: Paiva, 2011; Barros, 2011.

A frequência que se verifica na tensão alternada, CA, é registada pela velocidade de rotação dos geradores e corrigida por dispositivos mecânicos e eletrónicos. A estabilidade dessa mesma frequência depende da garantia de equilíbrio entre a absorção de energia (do sol, vento, etc.), e a geração de potência ativa, bem como das perdas ao longo da rede, tendo este equilíbrio de ser mantido permanentemente, através de desmultiplicações mecânicas ou eletrónica de potência (Paiva, 2011; Barros, 2011).

Nas redes elétricas fortemente malhadas, as variações de frequência são praticamente insignificantes, tal facto deve-se à capacidade de resposta das redes, pois a possibilidade de integrar no sistema várias unidades produtoras de uma forma rápida, como é o caso das explorações hídricas, torna possível dar uma solução quase instantânea às possíveis variações de frequência que ocorram no sistema (Paiva, 2011; Barros, 2011).

2.4.7. Proteções - Dispositivos de segurança elétrica

As proteções elétricas a instalar num equipamento de produção renovável dividem-se em duas categorias: as que se destinam à proteção da rede recetora e as que se destinam à proteção dos equipamentos da própria instalação.

Quando se trata do primeiro caso, a proteção elétrica de interligação com a rede deve ser feita instalando-se os seguintes relés:

→ Máximo/ mínimo de frequência;

- Máximo/ mínimo de tensão;
- Máximo de corrente;
- Máximo de tensão homopolar⁴.

As gamas de regulação típica, bem como os tempos de atuação e os respetivos atrasos dos relés, estão descritos no guia técnico das instalações de produção independente de energia da DGE.

De acordo com a legislação vigente, a ligação a redes de Alta Tensão (AT) ou Média Tensão (MT) deve ser feita por intermédio de um transformador com ligação em triângulo. Deste facto advém a impossibilidade de colocação de proteções sensíveis e facilmente coordenáveis seletivamente, baseadas na medida da corrente homopolar, em instalações de Produção em Regime Especial, com origem em recursos Renováveis (PRE-R).

Nos sistemas de proteção, os relés de frequência e os relés de mínimo de tensão revestem-se de particular importância. A função do relé de frequência consiste na deteção de situações de funcionamento em rede isolada, nomeadamente quando, por disparo dos disjuntores a montante da sub estação a rede pública é totalmente desligada, de modo a evitar oscilações de frequência, impedindo-se assim os equipamentos na rede a laborar de forma descoordenada no que diz respeito ao parâmetro de tensão.

Por sua vez, os relés de mínimo de tensão têm como função principal a deteção de isolamento da rede pública após disparo dos disjuntores de interligação da instalação de PRE-R. Outra função deste tipo de relé passa por impedir que a instalação volte a ser ligada, antes que a tensão da rede pública seja restabelecida. Estes relés têm particular relevância quando conjugados com práticas de religação automático da rede pública (Humberto, 2004).

Em sistemas de proteção, deve ser possível limitar a um tempo mínimo o número de equipamentos a desligar em caso de defeito e os mesmos devem estar circunscritos ao troço munido de um aparelho de corte. A imposição de um tempo mínimo de atuação das proteções de interligação da instalação de PRE-R dificulta esta seletividade, pois impede o funcionamento seletivo com as proteções da rede recetora, encarregues do isolamento dos defeitos à saída das respetivas subestações (Humberto, 2004).

O atraso na atuação das proteções da linha de interligação constitui outro entrave à seletividade pretendida. Nestas condições, torna-se impossível fazer a distinção entre o valor (elevado) das correntes provenientes da rede a montante da subestação, quando se dá ocorrência de um defeito, e o valor (limitado) das correntes originadas nas instalações

⁴ Esta função deverá ter um nível de deteção de tensão (V_o) máximo, numa fase da rede, para a qual deverá ser considerada uma atuação instantânea. Esta função dará origem ao disparo do semi barramento onde se detetou o defeito.

de PRE-R, quando se verifica um defeito noutra saída com proteção própria (Humberto, 2004).

De acordo com o princípio da seletividade, nesta última situação, apenas a proteção própria da saída onde ocorreu o defeito deveria atuar (Humberto, 2004).

Uma solução possível para este cenário seria tornar as proteções da rede recetora direcionais, ou seja, torná-las capazes de reconhecer a direção das correntes de curto-circuito que provocam a sua atuação (Castro, 2004).

Uma proteção de máximo de corrente, capaz de distinguir diferentes direções de correntes de curto-circuito permite garantir a imediata remoção da linha de interligação, caso o defeito seja nessa mesma linha elétrica. Se a proteção for temporizada para um atraso mínimo, permite também que as instalações de PRE-R se mantenham em serviço, após a remoção da derivação onde se verifica a ocorrência de defeito, garantindo assim a seletividade (Humberto, 2004).

De forma a garantir o seu bom desempenho, as proteções de máximo de corrente direcionais da rede recetora devem funcionar em conjunto com uma coordenação dos atrasos entre as proteções de interligação dos PRE-R e as proteções do mesmo tipo das diferentes saídas da subestação (Castro, 2004; Humberto, 2004; ISR e EDP, 2011).

Habitualmente, em projetos de PRE-R, são instaladas as seguintes proteções elétricas do gerador (Castro, 2004; ISR e EDP, 2011):

- Retorno de energia;
- Máximo de tensão;
- Máximo de corrente;
- Limitadores de potência ativa;
- Falta de excitação;
- Máximo de velocidade;
- Perda de serviços auxiliares.

As proteções dependem do tipo e da potência do gerador. As proteções máximas de velocidade e perda de serviços auxiliares são usadas, particularmente, em máquinas de potência superior e a proteção para falta de magnetização é apenas usada em casos específicos, como geradores síncronos de grande importância para a rede (Castro, 2004; ISR e EDP, 2011).

2.5. Classificação das redes

A classificação das redes elétricas pode ser feita em três tipos:

- A rede de distribuição que tem como função levar a energia junto dos consumidores. Esta mesma entrega pode ser feita em três níveis: baixa tensão, que alimenta os clientes designados por domésticos; média tensão, que alimenta os postos de transformação (PT), bem como os consumos de algumas indústrias, e em alta tensão, que fornece energia às subestações e a alguns clientes em regime especial (Paiva, 2011);
- A rede de transporte estabelece o trânsito entre os grandes centros produtores e as subestações, local onde se faz a passagem para as redes de distribuição (Paiva, 2011);
- As redes de interligação executam a ligação entre as redes de transporte, por exemplo, ligações entre países que tenham entre si uma frequência comum, no caso de Portugal e Espanha 50 Hz, melhorando-se assim a segurança das redes, em caso de falha de alguma unidade geradora de energia (Paiva, 2011).

2.6. Evolução do sistema elétrico

Ao longo das décadas, o Sistema Elétrico Nacional (SEN) tem-se desenvolvido num esquema de produção centralizada de energia, estando a produção de energia centrada em grandes centros produtores, sendo seguidamente transportada ao longo de vastos percursos de redes de transporte e distribuição, chegando por fim ao consumidor (Paiva, 2011; Almeida, 2007). Com a introdução de métodos de produção alternativos, nomeadamente recorrendo a fontes de energia renováveis, este esquema clássico tem vindo a sofrer alterações (Almeida, 2007).

Com o aparecimento de pequenos produtores de energia elétrica, a produção descentralizada de energia elétrica passou a ser uma realidade ao longo da rede, o que levou à alteração do paradigma até então estabelecido, produtor-consumidor (Almeida, 2007).

Na figura 18 ilustra-se o esquema clássico de produção e distribuição de eletricidade, onde a energia elétrica introduzida na rede através das linhas de Muito Alta Tensão (MAT) ⁵, Alta Tensão (AT) ⁶ e Média Tensão (MT) ⁷, é encaminhada

⁵ Muito Alta Tensão (MAT), acima de 110 KV.

unidireccionalmente até aos barramentos das subestações. Nestas últimas é transformada para MT e encaminhada até aos pontos de consumo, onde é transformada para Baixa Tensão (BT)⁸, através dos transformadores (figura 18 a).

Com o evoluir das tecnologias e o aumento da incorporação de produções descentralizadas na rede, surgiu o atual esquema do SEE (figura 18 b), onde se inclui a produção de energia através de produções descentralizadas que são incorporadas diretamente na rede. A parte b da figura 18 mostra o esquema atual do SEE, onde se inclui a produção de energia elétrica através de produções descentralizadas incorporadas na rede de baixa tensão, nomeadamente as unidades de microgeração. As unidades produtoras de energia eólica injetam a sua produção por regras, em linhas de AT ou MT (Mira, 2011).

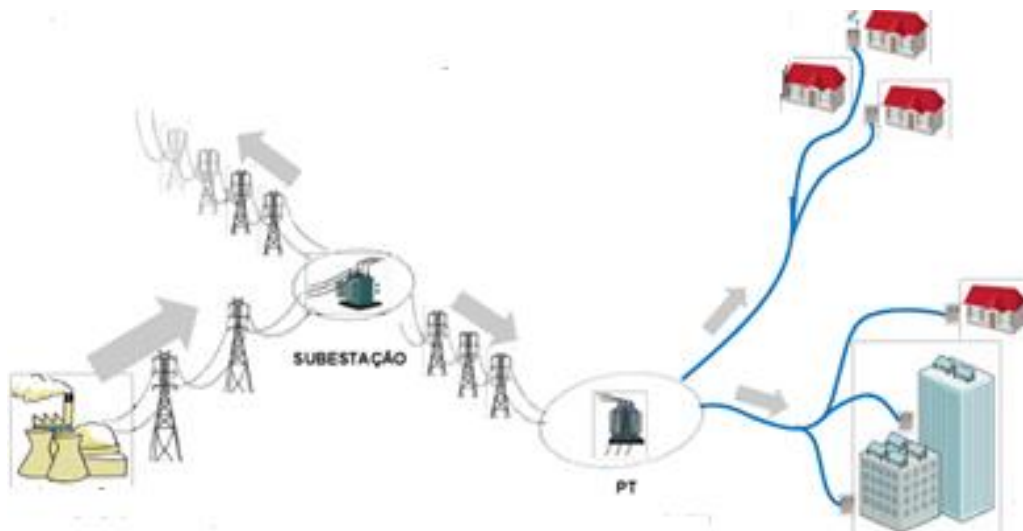
⁶ Alta Tensão (AT), entre 45 kV e 110 kV.

⁷ Média Tensão (MT), entre 1 kV e 45 kV

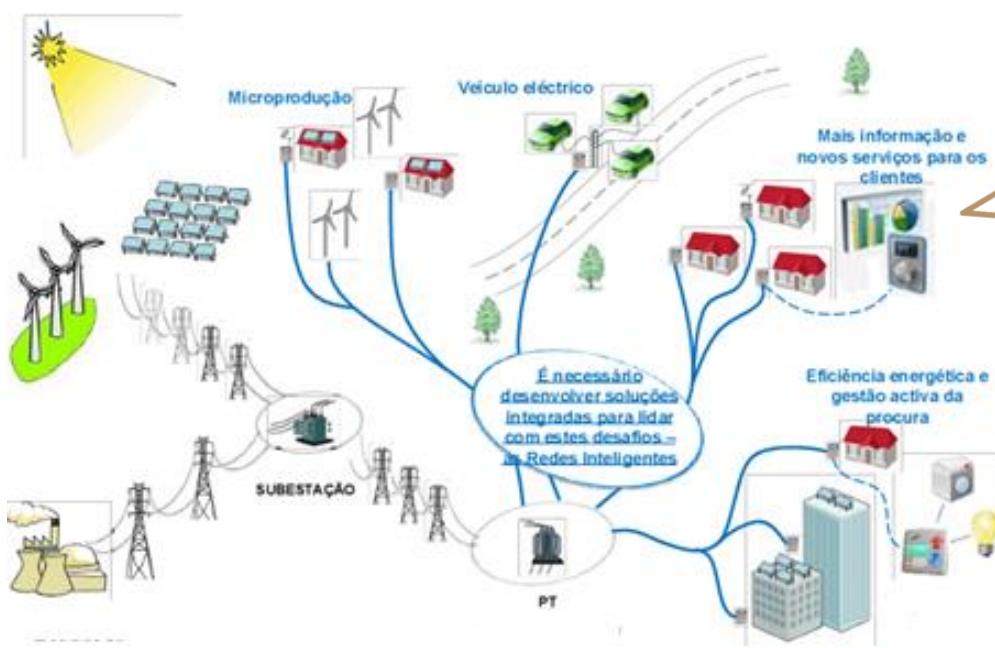
⁸ Baixa Tensão (BT), abaixo 1000 V.

Figura 18. Esquema dos paradigmas do sistema elétrico, a) clássico e b) atual.

a) Esquema clássico



b) Esquema atual



Fonte: Mira, 2011.

A análise da figura 18, permite verificar que houve uma grande transformação na rede elétrica nacional. Segundo a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), os dados referentes à evolução mensal da produção de eletricidade em Portugal continental de janeiro a fevereiro no ano de 2013, demonstram que um valor na ordem dos 34%, da energia que circula na rede é introduzido por FER. Se este valor for corrigido, tendo por base o índice de produtividade hidroelétrica (grande hídrica), chegamos a uma percentagem de incorporação de renováveis no mix elétrico de 62% (Mira, 2011; APREN, 2013).

No sistema elétrico atual vários dos princípios que até há poucos anos eram inquestionáveis, hoje já se encontram obsoletos, como refere António Aires Messias da EDP (Messias, 2009).

“O novo paradigma assenta no uso eficiente da Energia suportada na gestão da procura, na aposta nas Energias Renováveis e na Microprodução (produção distribuída) reforçando o papel do consumidor/produtor.”

De entre as principais alterações nas redes de distribuição destaca-se a mudança de paradigma no fluxo de energia, o sistema de produção, a relação entre a rede e o cliente e o aumento de informação das redes, quer para o gestor das mesmas quer para o cliente final (Messias, 2009).

Na tabela 1 apresenta-se, de forma sistematizada, o conjunto das principais alterações que se verificaram ao longo dos últimos anos, no sistema elétrico nacional essencialmente, após a introdução das produções descentralizadas.

Tabela 1. Caraterísticas da rede elétrica na passagem do esquema clássico para o atual.

	<u>Esquema Clássico</u>	<u>Esquema Atual</u>
Fluxo de Energia	Unidirecional	Bidirecional
Sistema de Produção	Centralizada	Descentralizada
Interação Rede/Clientes	Pouca	Elevada
Circulação de Informação	Pouca	Elevada

Fonte: Mira, 2011.

Podemos afirmar, que na passagem do sistema elétrico clássico para o atual, se passou de um sistema de fluxo de energia unidirecional de produção descentralizada para um sistema fluxo bidirecional e produção descentralizada. Em termos de interação entre clientes/rede e de fluxo de informação, aconteceu também um aumento acentuado.

2.7. O Sistema elétrico nacional

O sistema elétrico nacional corresponde indubitavelmente a uma das infraestruturas fundamentais das sociedades atuais. Requer um elevado conhecimento tecnológico, de inovação, construção e operação, acarretando consigo um elevado custo relativo a todas as operações que lhe estão associadas. A rede nacional de transporte, gerida em Portugal pela empresa Redes Energéticas Nacionais, S.A. (REN), possui atualmente 8049 km de linhas de MAT (400, 220 e 150 kV), nas quais, no ano de 2010, passaram 52 200 GWh de energia elétrica (Paiva, 2011).

Por outro lado, a rede nacional de distribuição é controlada pela Energias de Portugal (EDP) – Distribuição, que tem espalhado pelo território Nacional 220 317 km de linhas (aéreas e subterrâneas), nas quais passaram, em 2010, 47 850 GWh (Duarte, 2010).

A figura 19 ilustra a estrutura do SEN no que toca as linhas de MAT, existentes no ano de 2012 no território nacional (Paiva, 2011).

Figura 19. Rede Portuguesa de transporte em Muito Alta Tensão (REN, S.A.).



Fonte: Paiva, 2011.

2.8. Conclusões

Vários dos princípios básicos do SEE foram alterados com a introdução das FER nas linhas elétricas. A integração da produção descentralizada na rede elétrica trouxe consigo mudanças nas estruturas das redes, levou ao incremento de novos dispositivos na rede, como é o caso dos inversores eletrónicos de potência, guiou a novas problemáticas no controlo da potência reativa, na fiscalização da distorção harmónica, na verificação dos desequilíbrios de tensão entre fases, no congestionamento na rede e na eficácia das proteções das redes.

CAPÍTULO 3 - INFLUÊNCIA DA INTEGRAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. A rede elétrica com a integração das energias renováveis e com a taxa de distorção harmónica (THD) elevada.

3.1.1. Efeito nos condutores eléctricos

A inclusão nas energias renováveis na rede elétrica origina alterações significativas em alguns dos parâmetros chave, que consequentemente vão ter efeitos em alguns pontos. No presente capítulo elencamos os principais efeitos, causados pela integração das energias renováveis (ISR e EDP, 2001).

Um aumento da taxa de distorção harmónica pode provocar diversos efeitos, nomeadamente, nos condutores eléctricos, as consequências causadas pela THD correspondem essencialmente a perdas por efeito (ISR e EDP, 2001).

- Joule;
- Pelicular;
- Proximidade;
- Corrente nos condutores de neutro.

O valor eficaz da corrente pode sofrer um aumento devido à contribuição da circulação de correntes harmónicas no condutor, levando a um incremento das perdas por efeito de Joule, podendo a respetiva potência de Joule ser escrita pela equação (24) (Silva, 2009):

$$P_{Joule} = R \times I^2 \quad (24)$$

Sendo P_{Joule} a potência, R a resistência do condutor e I o valor da corrente em questão.

Quando um condutor é percorrido por correntes com harmónicas de ordem elevada, as perdas por efeito pelicular podem atingir valores elevados. Contudo, este efeito só se considera relevante para cabos com secções elevadas, tipicamente acima de 500 mm², ou seja, com secções superiores às usadas em redes de baixa tensão (Quinta e Quintas, S/D).

A presença de harmónicas também tem peso no efeito de proximidade, pois o efeito que um campo magnético (gerado por um condutor percorrido por corrente elétrica) tem sobre um condutor que se encontre nas proximidades depende da frequência da corrente geradora desse mesmo campo. Assim, harmónicas com frequências mais elevadas dão

relevância ao efeito de proximidade, o que deve ser tido em conta quando se procede a cálculos de impedância dos condutores (Silva, 2009; Lopes, 2009).

A soma vetorial das três correntes elétricas presentes nas fases de um sistema de tensões trifásico corresponde à corrente no condutor de neutro. Se o sistema de tensões se encontrar equilibrado, ao alimentar um conjunto de cargas lineares equilibradas, a corrente de neutro deverá ser nula. A corrente de neutro surge como resultado das harmónicas de ordem múltipla de 3 e de cargas desequilibradas. As harmónicas de ordem 3 e as suas múltiplas apresentam a mesma fase, levando a que estas, quando presentes no condutor de neutro, se somem. Em casos em que se reúnam as condições para o aparecimento de harmónicas de ordem 3 e respetivas múltiplas, ou seja, se existir uma grande quantidade de cargas não lineares, a corrente de neutro pode atingir valores eficazes muito elevados. Logo, torna-se importante ter este efeito em conta quando se dimensiona a secção dos condutores a utilizar (Silva, 2009).

3.1.2. Efeitos nos transformadores de potência

Quando as correntes que percorrem transformadores contêm harmónicas, os efeitos mais comuns equivalem ao aumento:

- Da vibração;
- Do ruído;
- Das perdas elétricas;
- Da temperatura do transformador.

A variação do fluxo magnético causado pela presença de harmónicas (especialmente harmónicas de ordem elevada) é responsável pelo aumento da vibração e do ruído. Esta variação causa pequenos movimentos nas lâminas e a contração e dilatação cíclicas do núcleo ferro magnético.

Tal como já vimos para os condutores, o aumento do valor eficaz da corrente que circula nos enrolamentos de cobre do transformador causa perdas elétricas por efeito de Joule. Ocorrem também perdas magnéticas causadas por uma maior dispersão do fluxo magnético, pois as componentes harmónicas da corrente induzem correntes nas partes metálicas dos transformadores, causando um aumento suplementar na temperatura do transformador (EDP, 2005).

3.2. A rede elétrica com distorção do factor de potência

Nas instalações produtoras de energia renovável, especialmente nas de pequeno porte/microgerações, verifica-se a geração de harmónicas. Estas instalações conectadas à rede elétrica necessitam de uma unidade de interface (inversor) que converte a tensão de contínua (CC) para alterna (CA), que normalmente acaba por injetar correntes com forma de onda não sinusoidal. Isto ocorre particularmente devido ao facto de os componentes eletrónicos como díodos e tirístores serem os maiores responsáveis pela produção de harmónicas, contribuindo, assim, para o aumento da poluição harmónica na rede elétrica (Barros, 2011).

Especificamente, num parque eólico, se a potência contratada pela instalação for superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de harmónicas não deve exceder os valores obtidos a partir das equações (25) a (27) (Barros, 2011):

$$E_{U_{hi}} \leq \sqrt[\alpha]{L_{h_{AT}}^\alpha - L_{h_{MAT}}^\alpha} \times \sqrt[\alpha]{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}} \quad (25)$$

$$E_{I_{hi}} \leq \frac{\sqrt[\alpha]{L_{h_{AT}}^\alpha - L_{h_{MAT}}^\alpha}}{Z_{h_{AT}}} \times \sqrt[\alpha]{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}} \quad (26)$$

$$THD_{U_i} \leq L_{THD_{AT}} \times \frac{S_{AT_i}}{S_{AT}} \quad (27)$$

Sendo:

$E_{U_{hi}}$ – limite de emissão da harmónica de tensão h para a instalação i (V);

$E_{I_{hi}}$ – limite de emissão da harmónica de corrente h para a instalação i (A);

THD_{U_i} – limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação i ;

$L_{h_{MAT}}$ – nível de planeamento da tensão harmónica h admissível num ponto de interligação de Muito Alta Tensão (V);

$L_{h_{AT}}$ – nível de planeamento da tensão harmónica h admissível num ponto de interligação AT;

$Z_{h_{AT}}$ – impedância harmónica da rede a montante para a harmónica h ;

$L_{THD_{AT}}$ – nível de planeamento da distorção harmónica total num ponto de interligação AT;

S_{AT_i} – potência aparente contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação.

3.3. A rede elétrica com desequilíbrio de tensões

3.3.1. Efeitos em máquinas elétricas

Em máquinas alimentadas por sistemas trifásicos de tensões, é criado um campo girante no estator. Contudo, caso a tensão de alimentação tenha um factor de desequilíbrio elevado, criam-se campos gigantes com sentidos de rotação opostos, o que causa um aumento do esforço mecânico do rotor sobre os rolamentos e da vibração do motor (EDP, 2005).

As máquinas de indução provocam distorções harmónicas que apresentam diversas consequências, consoante o tipo de equipamento. Algumas dessas consequências são, indicadas a seguir (EDP, 2005):

- Motores: Redução do tempo de vida, variações na velocidade, e impossibilidade de atingir a potência nominal;
- Transformadores: Diminuição da sua capacidade devido ao aumento de perdas e redução do seu tempo de vida útil;
- Equipamentos de medida: Eventuais medições erróneas e maiores tempos de processamento;
- Bancos de condensadores: Queima de fusíveis e redução do tempo de vida útil;
- Disjuntores/Fusíveis: Deterioração de componentes e “disparos” falsos;
- Máquina síncrona: Sobreaquecimento das sapatas polares causado pela circulação de correntes harmónicas nos enrolamentos amortecedores.

3.4. A rede elétrica com congestionamento da rede

3.4.1. Efeitos dos aerogeradores em redes de média e alta tensão

Para analisar a ocorrência de congestionamentos na rede de transporte, vários aspetos devem ser tidos em consideração, não esquecendo que existem diferentes regimes de carga para diferentes pontos de consumo (pontas e vazio). Independentemente da fonte de produção, mas em particular quando se trata de grandes produtores, a injeção de energia elétrica na rede deve ter em conta:

- A previsão das injeções máximas de potência instalada por zona de rede, considerando os projetos em curso com condições de acesso definidas, ou seja, as subestações de uma dada zona em função das suas características (potência de

transformadores, dimensionamento de barramento, etc.). Estas injeções só podem abranger uma determinada potência;

- As dependências geográficas de produção eólica entre zonas de rede, isto é, não deixar clientes única e exclusivamente alimentados por linhas de produção eólica;
- Situações típicas de configuração de exploração da rede. A mudança da alimentação de uma subestação não pode sofrer oscilações de potência em função da fonte produtora que vai alimentar o barramento.

3.4.2. Efeito da introdução de pequenos produtores nas redes de BT

No que diz respeito aos pequenos produtores, (injeção de pequenas potências na rede de energia, kW) ligados à rede de BT, a avaliação dos congestionamentos deve passar pela análise de certas situações, tais como:

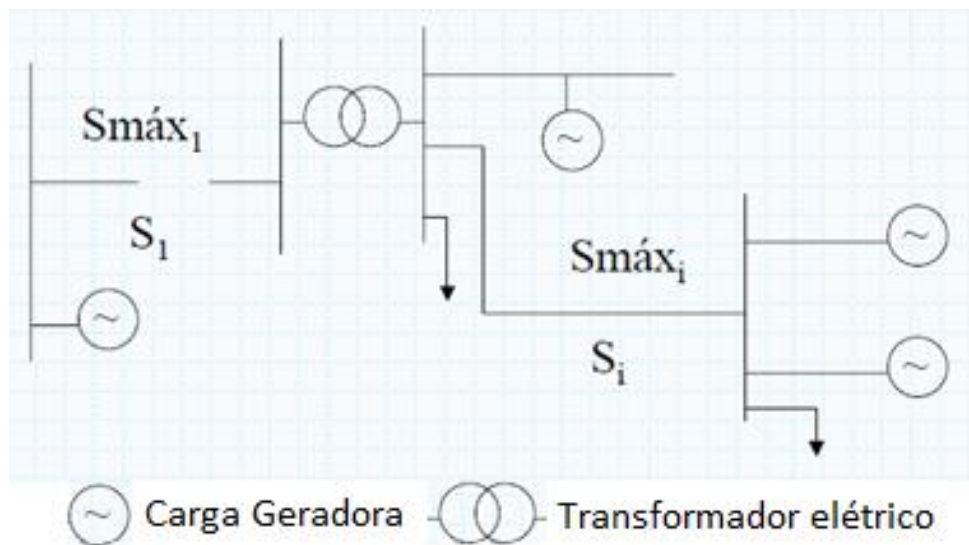
- Regimes de carga nos nós de consumo (pontas e vazios);
- Em zonas urbanas abastecidas pela rede BT, onde existe a introdução de potência na rede, usualmente por microgerações, a hora de maior produção de energia corresponde, por vezes, à hora em que as habitações estão vazias, tornando as redes de BT, sobrecarregadas, quando nelas é injetada muita potência elétrica;
- Previsão das injeções máximas de potência instalada por produtor na rede, considerando os projetos já realizados e os futuros (Lopes, 2002).

De modo a ser possível verificar um ótimo fluxo de energia, dar resposta às necessidades da rede e salvaguardar que a energia é satisfeita de jussante para montante, a cada instante, determinadas condições de carga devem ser verificadas a todo o momento, a seguinte relação (28) ilustra o equilíbrio ideal entre as cargas geradas e consumida (Lopes, 2002):

$$S_1 < S_{máx1} \dots \wedge \dots S_j < S_{máxj} \quad (28)$$

Na figura 20 apresenta-se a representação esquemática da condição anterior.

Figura 20. Representação esquemática associada à condição (28).



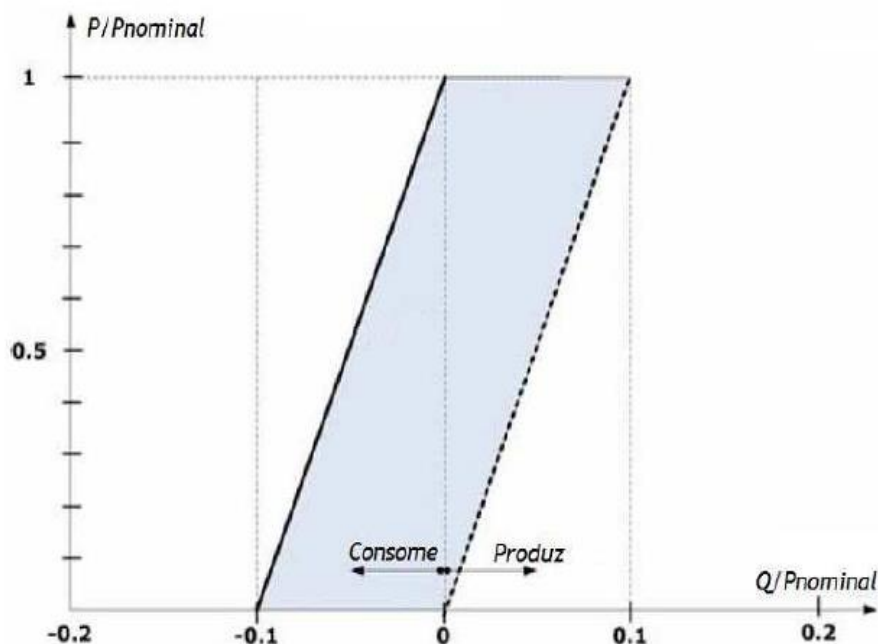
Fonte: Lopes, 2002.

Ao analisar a expressão 28 juntamente com a figura 20, verifica-se que para o sistema elétrico estar em equilíbrio é necessário que a potência elétrica transportada a montante do barramento (S_1), seja inferior à potência máxima suportada pelo sistema ($S_{máx_1}$) em termos técnicos. A mesma situação deve ser registada a jusante do barramento da subestação, sendo que a potência transitada/injetada/consumida neste troço (S_i) deve ser inferior à potência máxima admitida pelo sistema ($S_{máx_i}$) (Lopes, 2002).

3.5. A rede elétrica com excesso de energia reativa

Cada aerogerador deve ter a capacidade de injeção de potência reativa controlada. Na figura 21, estão representadas as especificações dos requisitos referentes à injeção de potência reativa, durante o funcionamento normal da rede, segundo o código de rede Dinamarquês (Barros, 2011).

Figura 21. Controlo de potência reativa durante um funcionamento normal da rede.



Fonte: Barros, 2011.

Torna-se possível observar que o valor da potência reativa injetada depende do valor de potência ativa injetada na rede elétrica. Numa situação em que a potência ativa se encontre perto do seu valor nominal, o aerogerador deverá injetar na rede o máximo de potência reativa permitida pelo código de rede. No entanto, devido às diferentes características de cada rede, nomeadamente a capacidade de curto-circuito desta, nem sempre se mostra exequível este controlo. A necessidade de energia reativa na rede em alguns momentos, faz com que os sistemas eólicos se tornem peças importantes no controlo desta potência (Barros, 2011).

3.6. A rede elétrica com oscilações de frequência

3.6.1. Oscilações de frequência na energia eólica e fotovoltaica

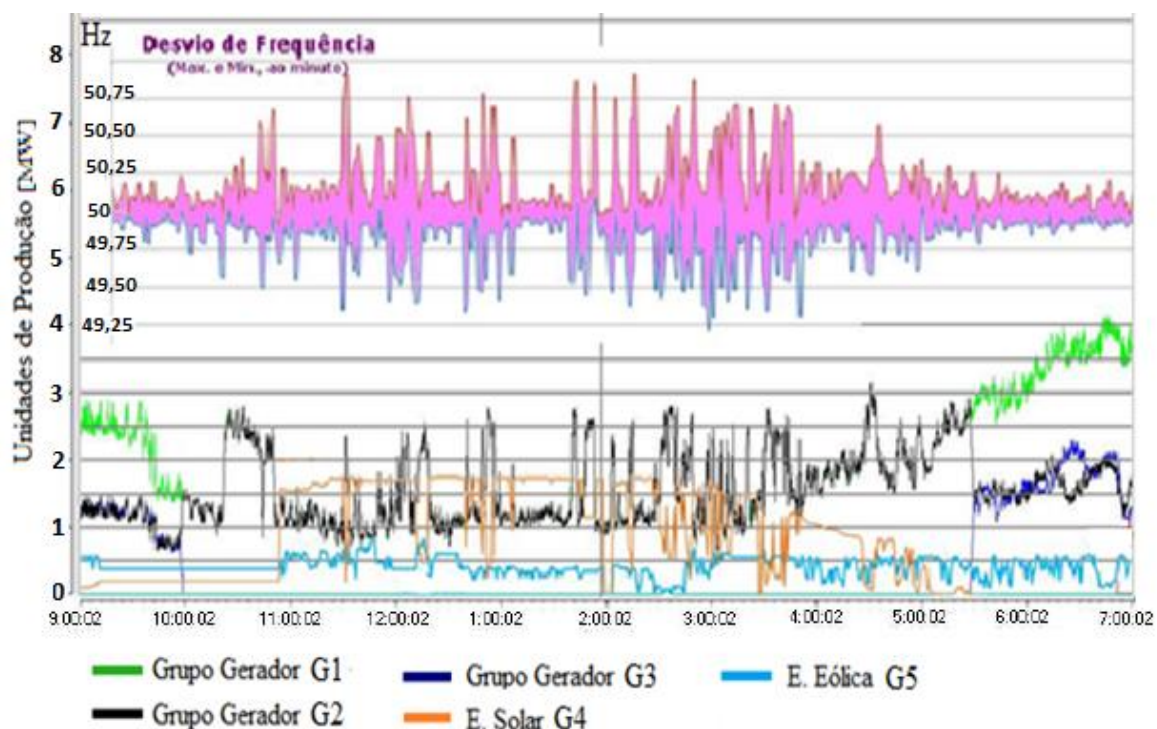
Uma boa qualidade na frequência da rede é fundamental, já que esta está toda interligada através de malhas, pois, caso se verifique uma oscilação da frequência na rede, quando o consumo está a ser significativo, os geradores eólicos ao desligarem por variação de frequência, iriam apenas agravar esse problema (Figueira, 2011).

O que hoje se exige aos aerogeradores, ligados numa rede malhada, é que se conservem a produzir, se a frequência baixar para não agravarem o défice de produção, e que prossigam na rede a injetar bastante potência reativa e pouca potência ativa, até a frequência subir, de forma a poderem retomar a produção logo que a frequência retome o valor normal, ajudando assim, a evitar variações bruscas de frequência prejudiciais para as máquinas dos clientes (Figueira, 2011).

Devido a contínuas flutuações de carga (vento), os geradores são obrigados a variar automaticamente a sua potência, de forma a manter a frequência no seu valor nominal. No entanto, a qualidade da energia de uma dada rede pode ser extremamente instável quando, nessa mesma rede, estão inseridas FER. As oscilações resultam essencialmente das diversas flutuações de carga a que as fontes produtoras estão sujeitas (Figueira, 2011).

Estas oscilações são visíveis na figura 22, onde se pode observar num caso concreto a instabilidade da frequência de uma rede, nomeadamente na rede elétrica pertencente à ilha de Porto Santo, na região autónoma da Madeira. O facto desta rede ser mais pequena, torna possível observar de uma forma mais pormenorizada as oscilações de frequência (Figueira, 2011).

Figura 22. Variação da frequência numa rede da ilha de Porto Santo, Madeira.



Fonte: Figueira, 2011.

Ao analisar o gráfico, observa-se que quando ocorre a entrada na linha elétrica da produção fotovoltaica e eólica, grupos de geração, G4 e G5, ocorre um oscilar da frequência (ver, escala intermédia, referente à frequência (Hz)). Constata-se também que a oscilação que se confere aquando os grupos geradores G1, G2 ou G3 trabalham, sem fontes de energia renováveis (FER), é bastante inferior. Na escala de potência (MW) numerada entre, 0 e 10, observa-se que quando há introdução de potência na rede, por parte dos grupos geradores, não se verificam oscilações significativas de frequência. Verifica-se assim, neste caso concreto que a injeção de energia na rede pelas FER, leva a oscilações no domínio da frequência (Figueira, 2011).

3.7. Integração dos parques eólicos e sistemas fotovoltaicos na rede elétrica

3.7.1. Parques eólicos

É de referir que é possível ligar os parques eólicos tanto à Rede Nacional de Transporte (RNT) como à Rede Nacional de Distribuição (RND).

A integração dos parques eólicos com as redes de energia é conduzida por critérios extremamente bem determinados, descritos por (Cruz e Ventura, S/D):

- Conforme a REN, a energia proveniente de parques eólicos apenas se poderá ligar em MAT a 150 kV e 220 kV e em AT de 45 kV a 63 kV;
- Uma questão essencial é a frequência de funcionamento, segundo a REN, na RNT os geradores devem manter-se entre os 47.5 e os 51.5 Hz, e na RND entre os 49.8 e os 50.2 Hz;
- Os produtores de energia eólica são considerados produtores em regime especial, ou seja, os que não garantem o fornecimento da potência toda que possuem instalada nos seus parques, não são consideráveis energias despacháveis, verificando-se por isso a sua entrada na base da composição do diagrama de carga;
- Quando ligados à RNT, os produtores em regime especial têm de suportar os 47.5 Hz mínimos, no máximo de 150 ms, suportar cavas de tensão de 0.2 pu (segundo estudos efetuados, os aerogeradores atuais conseguem manter o funcionamento, com cavas de tensão até 0.4 pu);
- Entre a RNT e a RND existe uma tarifa semanal que penaliza quando a $\tan(\phi)$ ultrapassa 0,4 nas horas cheias. Com o intuito de não penalizar comercialmente a

RND, exige-se a mesma $\tan(\phi)$ aos produtores de regime especial (PRE's), pelo que têm que injetar a energia reativa correspondente a 40% da produção em energia ativa;

- Segundo a REN é aplicada uma tarifa de energia reativa aos PRE's numa base diária e os PRE's têm de injetar reativa ao fim de semana. Porém, como a maior parte dos parques eólicos estão ligados a AT, ou seja, à RNT, esta é penalizada por injetar energia reativa na RND no período referido;
- O facto de se ligar a produção eólica, por norma, à rede de AT, acarreta consigo dificuldades em garantir os níveis de tensão desejados, pois não se consegue de uma forma precisa, controlar a quantidade de energia reativa que os produtores em regime especial injetam na rede.

3.7.2. Dificuldades com a ligação da energia eólica na rede elétrica

Existem dificuldades nas operações das redes, quando se introduz energia eólica na rede. Por um lado, a variabilidade do recurso eólico pode implicar que o sistema elétrico tenha uma reserva de compensação que pode ou não ser suficiente. Existem também dificuldades significativas, para a satisfação da carga do sistema elétrico a cada instante. No entanto, quando o vento se encontra com velocidades recomendáveis de exploração (min=4 m/s; máx=25 m/s), a ocorrência de variações súbitas na sua velocidade, implica que estas tenham que ser rapidamente compensadas pelas unidades convencionais (centrais a combustíveis fósseis), caso contrário poderão ocorrer (Siemens, 2013):

- Variações de tensão;
- Variações de frequência;
- Colapso do sistema (Caso extremo).

Durante o período de interligação dos aerogeradores com a rede (pequeno período de tempo), são geradas algumas correntes harmónicas, dado que o equipamento de interligação é baseado em eletrónica, o que pode levantar alguns problemas ao nível das harmónicas. Com a utilização de alguns dispositivos de controlo como os transístor bipolar (IGBT's), tem-se verificado uma redução desta poluição. O desenvolvimento destas tecnologias permitiu conceber novos sistemas de conversão eletromecânica utilizando geradores assíncronos de velocidade variável. Esta interface com a rede é realizada através de um conversor CA/CC/CA, o qual permite o controlo da energia reativa injetada. Também durante o período de interligação à rede, os geradores

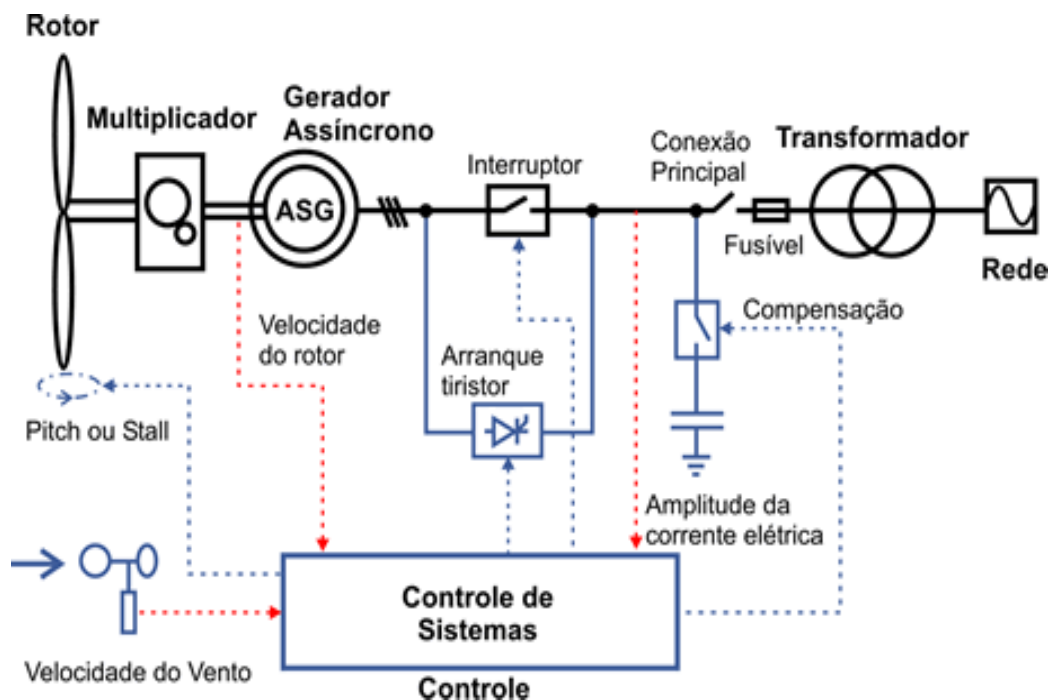
assíncronos vão buscar energia reativa da rede para o seu circuito de excitação, o que implica um decréscimo dos níveis de tensão (Cruz e Ventura, S/D).

As máquinas assíncronas pelos motivos já mencionados necessitam de energia reativa, que é em regra muito elevada durante as fases de arranque para o processo de magnetização dos enrolamentos, processo este designado de excitação. Deste modo, se ocorrer um defeito próximo do parque eólico, as máquinas de indução tendem a perder a magnetização (admitindo que o consumo de energia reativa é feito a partir da rede onde o parque eólico está a injetar). Quando o defeito é eliminado, as máquinas voltam a sofrer o fenómeno de magnetização. Aí se a rede não tiver capacidade vai haver máquinas que não conseguem magnetizar os seus enrolamentos, e consequentemente não produzem, logo resulta perda de produção. Uma consequência disto é a rede pedir mais potência do que aquela que se pode fornecer, o que pode originar desvios de frequência, desvios de tensão e diminuição da potência (Cruz e Ventura, S/D).

O comportamento dinâmico depende ainda das características das máquinas em operação, máquinas com uma elevada constante de inércia são as melhores do ponto de vista do evitar dos problemas de comportamento dinâmico. Assim, em situações de irregularidade momentânea do vento, as quebras são sentidas com menor influência (Cruz e Ventura, S/D).

Na figura 23 é possível observar-se as diferentes componentes que constituem um aerogerador, todas elas essenciais à boa regulação dos sistemas elétricos (Cruz e Ventura, S/D).

Figura 23. Esquema tipo das componentes de um Aerogerador.



Fonte: Energias renováveis, S/D.

Entre o veio principal e o gerador encontram-se um conjunto de engrenagens (caixa multiplicadora), que possuem a função de amplificar o número de rotações. O gerador irá depois aproveitar essas rotações mecânicas para aproximar ou afastar uma bobina metálica de um íman que, por indução, produz eletricidade. A eletricidade produzida possuirá uma voltagem trifásica, apresentando-se em corrente alternada (CA). Caso se pretenda injetar a eletricidade na rede elétrica, esta terá de passar primeiro por um transformador, estando depois apta a ser transportada a longas distâncias (Energias renováveis, S/D). Se a função for o armazenamento da energia elétrica produzida, esta é convertida em corrente contínua (CC) e conduzida para bancos de baterias (Energias renováveis, S/D).

3.7.3. Limites técnicos e económicos para a introdução de energia eólica na rede elétrica.

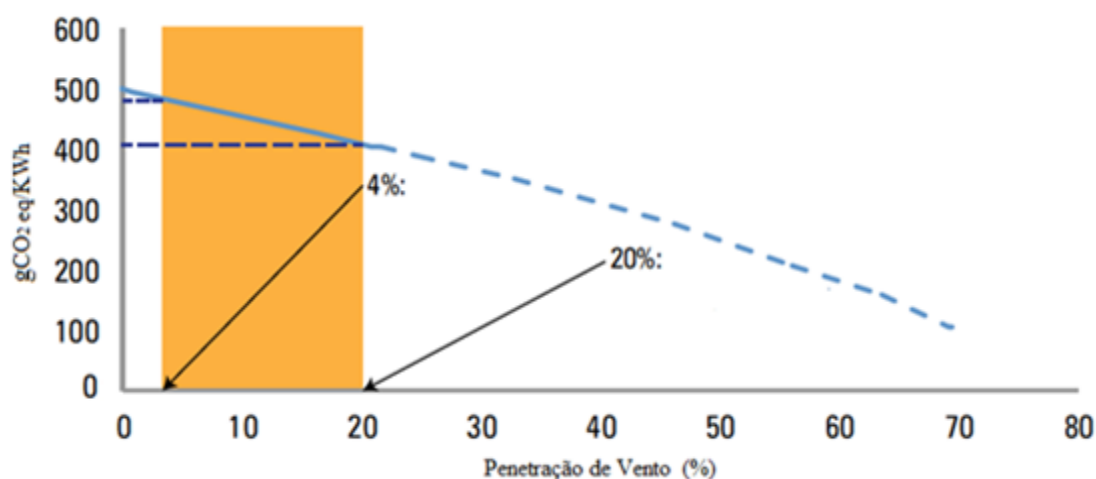
O facto de o vento ser um recurso variável e intermitente leva a grandes variações de potência, por diferentes vezes e em diferentes locais. Para dar resposta a essa variabilidade, é necessário instalar capacidade de reserva, que entre em ação quando a

procura exceda a oferta, pois a falta de tal sincronismo vai afetar a estabilidade da rede elétrica. A necessidade desta capacidade de reserva aumenta significativamente o custo de produção de energia a partir do vento, dado que a energia de reserva na maioria dos casos vem de combustíveis fósseis (Korchinski e Morris, 2013).

Penetrações nas redes elétricas de valores muito altos de energia eólica, não são concretizáveis na prática, devido ao aumento da necessidade de armazenamento da energia e a diminuição da fiabilidade da rede, a que acrescem custos de funcionamento. Assim, a energia eólica só é capaz de substituir centrais tradicionais de forma limitada. Consequentemente, as centrais convencionais devem estar sempre ativas, com uma capacidade igual a 90% da capacidade de energia eólica instalada, a fim de garantir o abastecimento de energia em todos os momentos com fiabilidade, o que acarreta consigo encargos, consequentes emissões de CO₂ bem como elevados custos económicos (Korchinski e Morris, 2013).

Torna-se, assim, de extrema importância encontrar um ponto de equilíbrio entre a produção de energia eólica e os sistemas de reserva, normalmente combustíveis fósseis, que seja de todo rentável economicamente e igualmente benéfico para o meio ambiente. A figura 24 resume os estudos realizados pela empresa Alemã Energieversor ger, Erneuerbare Energien, Strom, Gas (E.ON), que de uma forma sumária procura encontrar um ponto de equilíbrio, para este caso em questão (Korchinski e Morris, 2013).

Figura 24. Penetração do recurso eólico sobre impacto de CO₂ e emissões / kWh.



Fonte: Korchinski e Morris, 2013.

Tendo por base a variabilidade do vento e os impactos do mesmo na rede elétrica, na figura 24, pode observar-se o valor máximo desejável para a penetração do recurso eólico na rede que é de 20%, já a penetração mínima desejável é de 4%.

Nesta mesma análise à figura 24 verifica-se que o valor de 20% como o limite máximo para penetração da energia eólica representa uma redução de CO₂ de aproximadamente 400 g de CO₂ eq/kWh. Com taxas de penetração superior a este valor verifica-se que a curva da figura 24, apresenta um declive menos vincado, o que corresponde a uma menor redução dos níveis de CO₂ eq/kWh, isto pelo facto de a capacidade (kWh) das centrais de reserva ter também ela de aumentar.

Da análise ao estudo, extrai-se que 20% seria o limite superior para a introdução do recurso eólico na rede elétrica, de modo a se poder ter uma exploração do recurso o mais otimizada possível do ponto de vista técnico e económico (Korchinski e Morris, 2013).

3.7.4. Sistemas fotovoltaicos

Devido ao desenvolvimento da eletrónica de potência os equipamentos ligados aos sistemas elétricos evoluíram, melhorando o rendimento, controlabilidade e custo, permitindo ainda a execução de tarefas não possíveis anteriormente. Contudo, esses equipamentos têm a desvantagem de não funcionarem como cargas lineares, consumindo correntes não sinusoidais, e dessa forma alteram os parâmetros base da rede elétrica (Gonçalves, 2011).

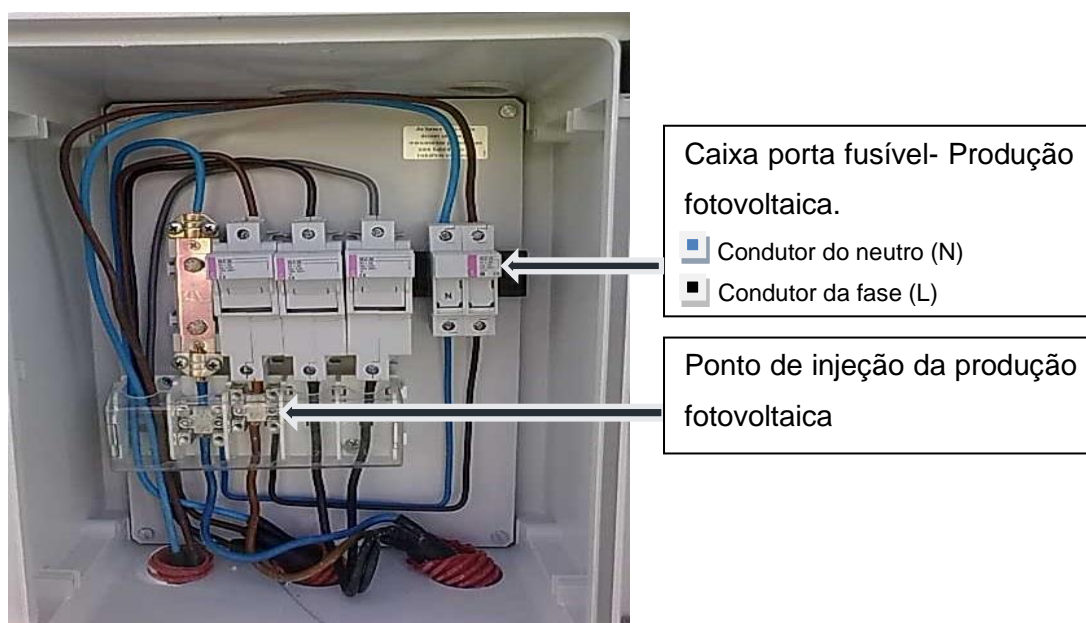
Um dos maiores problemas que se levanta com a grande disseminação dos sistemas fotovoltaicos, em especial nos projetos de microgeração disseminados pela rede de energia elétrica, é o facto de os sistemas de tensões desequilibradas serem uma constante. No manual de qualidade da energia elétrica da EDP, pode ler-se (ISR/EDP, 2011):

“Atualmente, já existe uma quantidade significativa de pequenas unidades de Geração Distribuída (GD), ligadas aos sistemas de distribuição. Algumas, ligadas diretamente em BT, como os sistemas fotovoltaicos monofásicos. Uma vez que estes pontos de ligação apresentam impedâncias relativamente elevadas, podem surgir desequilíbrios significativos.”

Um dos pontos problemáticos deste desequilíbrio de fases corresponde aos produtores de energia fotovoltaica e eólica, diretamente ligados à rede de BT (produtores a 230 V_{non}), pois a sua produção monofásica vai proporcionar um desequilíbrio muito grande nessa mesma rede BT, devido ao facto de a injeção da produção ser feita numa só fase, o que proporciona um forte desequilíbrio de tensões ao longo das linhas elétricas. Estes problemas podem ser nefastos, tanto na ótica do produtor, como na ótica dos clientes próximos dos locais de produção (ISR/EDP, 2011).

Na figura 25, pode-se observar o ponto de injeção da potência elétrica de uma produção em regime de microgeração, constituída por painéis fotovoltaicos a uma fase do sistema elétrico pertencente à rede BT (Gonçalves, 2011).

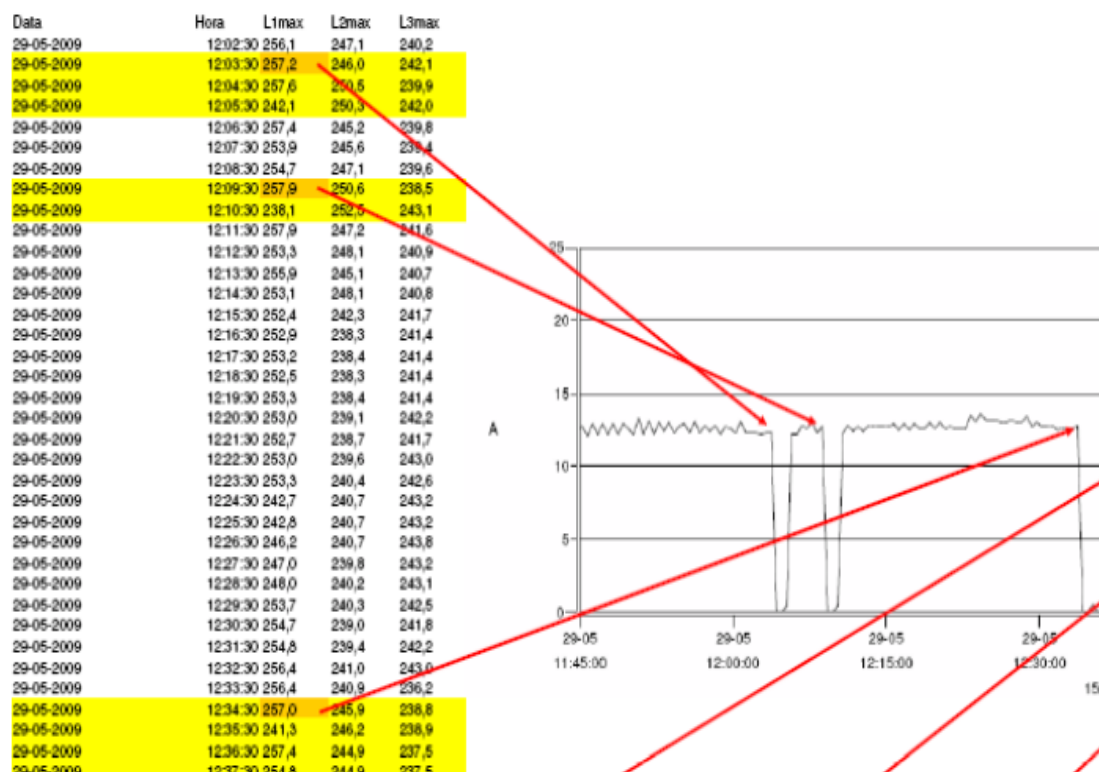
Figura 25. Injeção de uma produção fotovoltaica, numa fase do sistema trifásico da rede BT.



Fonte: Elaboração própria.

A figura 26 apresenta as leituras de um exemplo de desregulação na rede pública BT.

Figura 26. Exemplo de uma medição de valores de tensão na Rede Pública em BT.



Fonte: Gonçalves, 2011.


Num local rural de pouco consumo, mais precisamente numa linha em BT, com cerca de 800 m de comprimento, na qual estão a injetar microproduções fotovoltaicas monofásicas, como se pode observar pelos dados numéricos da figura 26, por várias vezes origina-se uma tensão máxima ($V_{\text{máx}}$), acima dos, $\pm 10\%$ de 230 V, tidos como, valor de referência (Gonçalves, 2011). Os dados obtidos correspondem a leituras executadas de minuto a minuto, onde se escriturou o valor máximo e mínimo observado nesse mesmo minuto.

3.7.5. Dificuldades com a ligação da energia fotovoltaica na rede elétrica - conversores eletrónicos de potência.

Devido ao desequilíbrio das cargas é expectável que possam surgir, dificuldades para o lado do produtor de energia elétrica. Esses problemas aparecem quando se verificam cargas fortemente desequilibradas em termos de tensão e os inversores não tenham potência necessária para vencer essa impedância e colocar a produção na rede, devido essencialmente a valores de tensão muito elevados (Gonçalves, 2011).

Por outro lado, os inversores eletrónicos de potência que se encontram disponíveis no mercado possuem os seus intervalos de trabalho, bastante alargados face aos limites máximos e mínimos permitidos por lei, conforme é possível de observar na figura 27, onde se apresenta a ficha de características técnicas de um inversor eletrónico de potência (SMA, S/D).

Figura 27. Ficha de caraterísticas de um inversor CC/CA de rede, homologado.

- Output (AC)		SUNNY BOY 3300 / 3800	ENERGY THAT CHANGES	
Rated output power (@ 230 V, 50 Hz)	3300 W	3800 W		
Max. apparent AC power	3600 VA	3800 VA		
Nominal AC voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 265 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 265 V		
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -4.5 Hz ... +4.5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -4.5 Hz ... +4.5 Hz		
Rated power frequency / rated power voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V		
Max. output current	18 A	18 A		
Power factor at rated power	1	1		
Adjustable displacement factor	—	—		
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1		

Fonte: SMA, S/D.

Ao analisar a figura 27, observa-se que os valores que este aparelho consegue injetar na rede elétrica são bastante superiores ou inferiores aos considerados por lei, como valores de referência de 230 V (Gonçalves, 2011).

Estas situações podem, por um lado, limitar algumas produções, pois os inversores não conseguem colocar a potência resultante da produção (kWh) na rede elétrica e acabam por se desconectar da mesma, devido ao fenómeno sobretensão na rede de energia elétrica (Gonçalves, 2011).

A legislação exige que os inversores de microprodução respeitem o disposto nas normas EN 50438 ou DIN VDE 0126-1-1, estas impõem diversos requisitos de proteção da rede pública, nomeadamente (Gonçalves, 2011).

- Requisitos e Normas (harmónicas, Flicker, etc.);
- Factor de potência ($0,95 P_{\text{indutiva}}$ a $0,95 P_{\text{capacitiva}}$ para $P > 20\% P_{\text{nominal}}$);

- Proibição de injeção de Corrente Contínua (CC);
- Segurança / rede isolada; (não existem limites específicos para Portugal);
- Limites de tensão ($\pm 15\%$ instantâneo ou $+10\%$ média de 10min.);
- Limites de frequência (47 Hz a 51 Hz).

Na figura 28, apresenta-se um inversor de corrente contínua para corrente alternada.

Figura 28. Inversor de Corrente Contínua (CC) para Corrente Alternada (CA).



Fonte: Gonçalves, 2011.

Os prejuízos económicos resultantes destes e de outros problemas dos sistemas elétricos são muito elevados, e por isso a questão da qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores finais é também hoje, mais do que nunca, objeto de grande preocupação (Martins *et al.*, 2003).

Como já mencionado anteriormente, entre os equipamentos mais afetados pelo aumento da distorção harmónica na tensão encontram-se os equipamentos constituídos por conversores eletrónicos de potência. Em muitos casos estes equipamentos possuem à sua entrada retificadores cujo funcionamento, no caso de possuírem semicondutores comandados, pode depender do valor de pico da tensão (Martins *et al.*, 2003).

Algumas fontes de tensão mais antigas mostram-se igualmente passíveis de serem afetadas, visto a THD provocar um alargamento da forma da onda de tensão, diminuindo consequentemente o seu valor de pico (Castro, 2004).

3.8. Conclusões

A alteração de algumas das propriedades base das redes elétricas provocam efeitos significativos em diversos pontos físicos da rede, como é o caso de condutores energia, transformadores elétricos, dispositivos de segurança entre outros.

Os efeitos de congestionamento de energia na rede pela penetração de microgerações e sistemas eólicos é também uma realidade, sendo necessário a todo o custo manter um equilíbrio entre a oferta e a procura. No entanto há aspetos bastante positivos nas redes atuais, como é a qualidade da frequência e a capacidade de ajuste às oscilações de carga.

A necessidade de manter as centrais convencionais em reserva, para dar resposta às oscilações dos recursos atmosféricos, obriga a que se otimizem os recursos de uma perspetiva económica, pois o funcionamento destas centrais convencionais tem custos, que a partir de um limite máximo de reserva se tornam incompatíveis para com a potência instalada em FER, seja quanto mais potência instalada dependente de condições atmosféricas existir, mais potência de reserva a cada instante é necessária ter disponível. Daqui ressaltar a ideia que devemos ter um crescimento energético, equilibrado e ajustado com a realidade.

A energia fotovoltaica veio levantar problemas, essencialmente no que diz respeito às oscilações dos valores de tensão, a obrigatoriedade de a produção ser injetada de uma forma trifásica na rede elétrica, deveria ser uma realidade de modo a minimizar os valores adulterados por vezes verificados na rede.

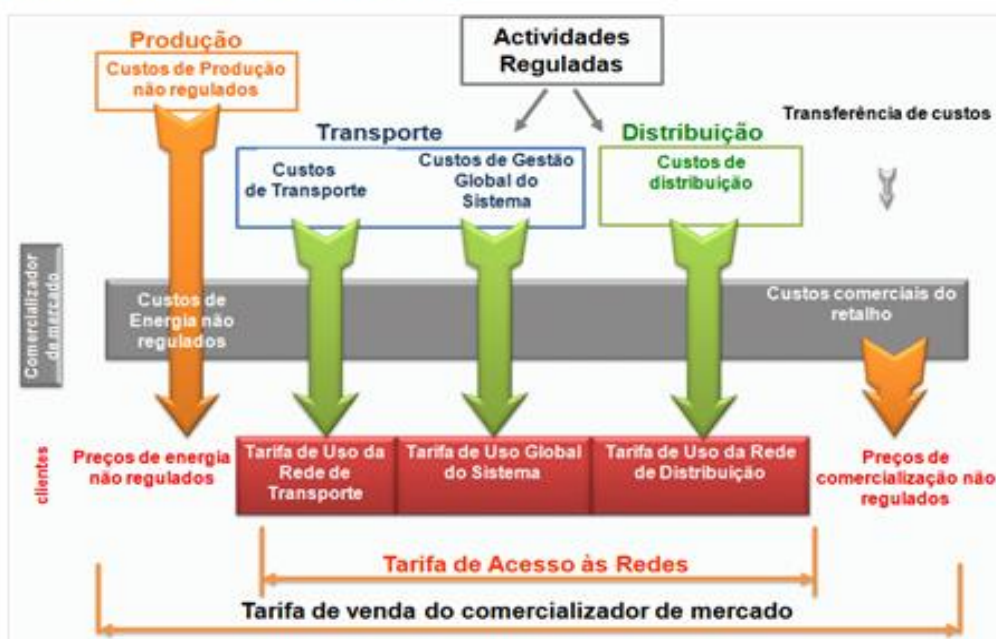
CAPÍTULO 4 - LEGISLAÇÃO PORTUGUESA

4.1. Organização do sistema elétrico nacional

No dia 22 de janeiro de 2009, realizou-se a “XXIV Cimeira Luso-Espanhola” na cidade Espanhola de Zamora, em que os governos de Portugal e Espanha acordaram, entre outros, a criação de um operador para a gestão do mercado ibérico. Daí resultou parte da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), que neste momento está a ser introduzido e cuja estrutura se esquematiza na figura 29 (OMI, S/D).

Figura 29. Organização do Sistema Elétrico Nacional.

Aditividade Tarifária: Tarifas de Acesso



Fonte: DGE, 2012.

De uma forma resumida a produção de eletricidade passou, assim, a ser colocada numa bolsa de mercado de energia elétrica, aberta aos diversos agentes do mercado elétrico, sendo este mercado dividido em três sub mercados, a saber: o mercado diário e intra diário, coordenados pelo polo Operador de Mercado Ibérico Espanhol (OMIE), e o mercado a prazo, coordenado pelo polo Operador de Mercado Ibérico Português (OMIP) (OMI, S/D; DGE, 2012). No entanto, todas as unidades produtoras de energia elétrica têm a imposição de colocar a produção no sistema elétrico, dentro de determinados

limites, de modo a essa mesma energia poder ser comercializada pelos diversos agentes que integram o mercado elétrico. Estabelecendo-se assim um princípio de mercado onde existe uma parte ofertante e outra compradora. Os limites e regras de trabalho pelas quais as unidades ofertantes devem colocar a sua energia elétrica no mercado, encontram-se expressas na norma NP EN 50160:2001, no Decreto-lei n.º 34/2011 e no Despacho nº 13615/99 (2ª. Série) entre outros (NP EN 50160, 2001; DR 2011; DR 1999).

4.2. NORMA - NP EN 50160:2001

A definição de eletricidade como um produto levou à criação da norma, NP EN 50160:2001, com o termo de homologação nº 128/2001, de 2001.05.16, onde estão descritas as principais características que a tensão de alimentação numa rede de distribuição pública deve apresentar, no ponto de entrega ao cliente, em condições de exploração normais (Duarte, 2010).

Segue-se uma listagem sucinta das características descritas na norma NP EN 50160:2001.

4.2.1. Harmónicas

A taxa de distorção harmónica não deve ultrapassar os 8%, incluindo as harmónicas até à ordem h 40. Sob condições de exploração normais, para períodos de uma semana, 95% dos valores eficazes médios, medidos em períodos de 10 minutos, de cada tensão harmónica, não devem exceder os valores indicados na tabela seguinte (NP EN 50160, 2001).

Tabela 2. Distribuição de tensões harmónicas até à ordem h 25 de acordo com a norma NP EN 50160:2001.

Harmónicas Ímpares				Harmónicas Pares	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)
5	6.0	3	5.0	2	2.0
7	5.0	9	1.5	4	1.0
11	3.5	15	0.5	6...24	0.5
13	3.0	21	0.5		
17	2.0				
19	1.5				
23	1.5				
25	1.5				

Fonte: NP EN 50160, 2001.

Considera-se que a norma NP EN 50160:2001 é cumprida se todos os valores definidos se encontrarem no intervalo de confiança de 95%.

4.2.2. Tensão

No que se refere à tensão, a norma NP EN 50160:2001 refere que esta, em redes de BT, deve ser igual a 230 V_{nom} entre fase e neutro, em períodos de 10 minutos, para cada período de uma semana, 95% dos valores médios da tensão de alimentação devem situar-se no intervalo $\pm 10\%$ da V_{nom}, não considerando situações de interrupção.

Para qualquer período de uma semana, a severidade de longa duração da tremulação (Flicker) deve ser $P_{lt} < 1$ durante 95% do tempo, com P_{lt} dado por (29):

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}} \quad (29)$$

Sendo P_{st} a severidade da tremulação de curta duração medida num período de 10 minutos (NP EN 50160, 2001).

4.2.3. Frequência

A frequência deve ser igual a 50 Hz. O valor médio para intervalos de 10 minutos, em condições normais, deve estar entre 49.5 e 50.5 Hz durante 95% de uma semana. Não podem ocorrer variações da frequência superiores a 10% do valor nominal (NP EN 50160, 2001).

4.3. Capacidade máxima da rede relativa a sistemas de microprodução

Não sendo de todo possível controlar a qualidade da energia das produções, foi introduzido pelo Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março, o “regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de microprodução”, de modo a poder controlar a potência de energia injetada na rede de BT. O decreto em causa cita que a potência de uma dada linha BT não pode ultrapassar em 20% a potência do transformador que abastece essa mesma linha. Como se pode observar de seguida no excerto do Decreto-Lei.

“ (...) Artigo 4.º – Suspensão ou restrições ao registo (...) Quando o somatório das potências de injeção ligadas a um posto de transformação ou subestação ultrapasse o limite de 20% da potência do respetivo posto de transformação ou subestação, o operador da rede de distribuição pode restringir o acesso a novos registos, mediante pré-aviso de cinco dias a divulgar no SRMini”. (DR, 2011)

4.4. Energia reativa e regulamento da rede de distribuição

O Despacho nº 13615/99 define o regulamento da rede de distribuição em relação à energia reativa a fornecer à rede:

“4.3.6. – Os produtores devem, nos períodos de cheia e de vazio, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa correspondente, no mínimo, a 40% da energia ativa fornecida. Os produtores não devem, nos períodos de vazio, fornecer energia reativa à rede” (DR, 1999.)

4.5. Proteções

Relativamente a proteções, a legislação contém apenas disposições de carácter bastante geral, tais como (Castro, 2004):

- Em caso de ocorrência de defeitos, as centrais renováveis devem ser desligadas rapidamente;
- As proteções da instalação de produção renovável devem ser coordenadas com as proteções da rede recetora, de modo a que os defeitos que possam ocorrer de ambas as partes, sejam devidamente isolados de forma seletiva, em particular em caso de existência de equipamentos de “reengate” automático da rede pública;
- Em caso de falha da rede pública, as centrais renováveis devem ser automaticamente desligadas, a fim de garantir a segurança das operações de manutenção e reparação.

4.6. Conclusões

A legislação atual encontra-se num processo de reformulação, tentando ir de encontro ao novo paradigma da rede elétrica.

No entanto constata-se que muito tem sido feito neste campo, pois todos os parâmetros de estudos encontram-se legislados. O facto de existirem normas europeias como é o caso da norma NP EN 50160:2001, permite que cada vez mais se observe a rede elétrica europeia, com uma infra-estrutura de grande qualidade e segurança.

PARTE II – CASOS DE ESTUDOS

CAPÍTULO 5 - CASOS DE ESTUDO

5.1. Objetivos e método de trabalho

5.1.1. Objetivos gerais

Como já foi referido na introdução, o objetivo deste trabalho prende-se fundamentalmente com o esclarecer de que forma as energias renováveis interferem no sistema elétrico nacional e que ferramentas devem ser implementadas, para que o planeamento e a exploração das mesmas sejam benéficos para a rede já existente.

A partir desta questão central, procurámos encontrar também resposta para as questões que daqui derivam, nomeadamente:

- a) A presença de energias renováveis no SEN provocam alterações significativas no comportamento da rede?
- b) As energias renováveis obrigam a alterações de fundo na estrutura da rede?
- c) Em que medida as energias renováveis garantem a segurança do abastecimento?
- d) O tipo de FER é importante no comportamento da rede?

5.1.2. Metodologia de trabalho

Devido às características específicas do problema e objetivos deste estudo, optou-se pelo método do caso de estudo. Este método faculta uma abordagem metodológica de investigação que permite compreender, descrever e explorar contextos complexos onde, muitas vezes, se encontra envolvido mais do que um factor.

Para a análise da influência da introdução de energia produzida a partir de fontes renováveis na rede, tomou-se como ponto de partida os valores de referência da rede parametrizados pela norma NP EN 50160:2001 (Meireles, 2009). Fez-se esse estudo através da análise de três casos de estudo (para um parque eólico e para duas microgerações em fotovoltaico).

Os dados foram obtidos através da leitura dos analisadores de rede de um parque eólico, em funcionamento no território nacional, e também através da leitura dos analisadores de rede de duas produções fotovoltaicas, igualmente localizadas em território nacional. No caso concreto dos estudos das produções fotovoltaicas, um visa essencialmente, observar a qualidade da energia injetada na rede pela produção

fotovoltaica e o outro estudo visa observar a influência que uma dada produção fotovoltaica, conjuntamente com a energia elétrica fornecida pela rede pública, pode originar num consumidor de eletricidade, próximo do local da produção elétrica/microprodução.

5.2. Caracterização e procedimentos de recolha de dados nos casos de estudo

De modo a observar as alterações que as energias renováveis provocam no comportamento da rede, levou-se a cabo a análise de três situações distintas, nomeadamente, dois sistemas fotovoltaicos de pequena dimensão e um parque eólico de dimensões superiores em termos de potência instalada.

5.2.1. Caso de estudo I – Parque fotovoltaico de 3,45 kW

5.2.1.1. Caracterização

A análise vai debruçar-se sobre as leituras feitas nas três fases de um troço da rede pública BT a 230 V_{nom}, no território Português. No troço de rede em causa está inserido o sistema fotovoltaico em estudo. Trata-se de um sistema de pequena escala em termos de potência instalada, nomeadamente 3,45 kW de potência nominal.

A instalação é constituída por 18 painéis de 230 Wp, divididos em duas baterias, cada uma constituída por 9 painéis ligados em série eletricamente.

5.2.1.2. Procedimentos de recolha de dados

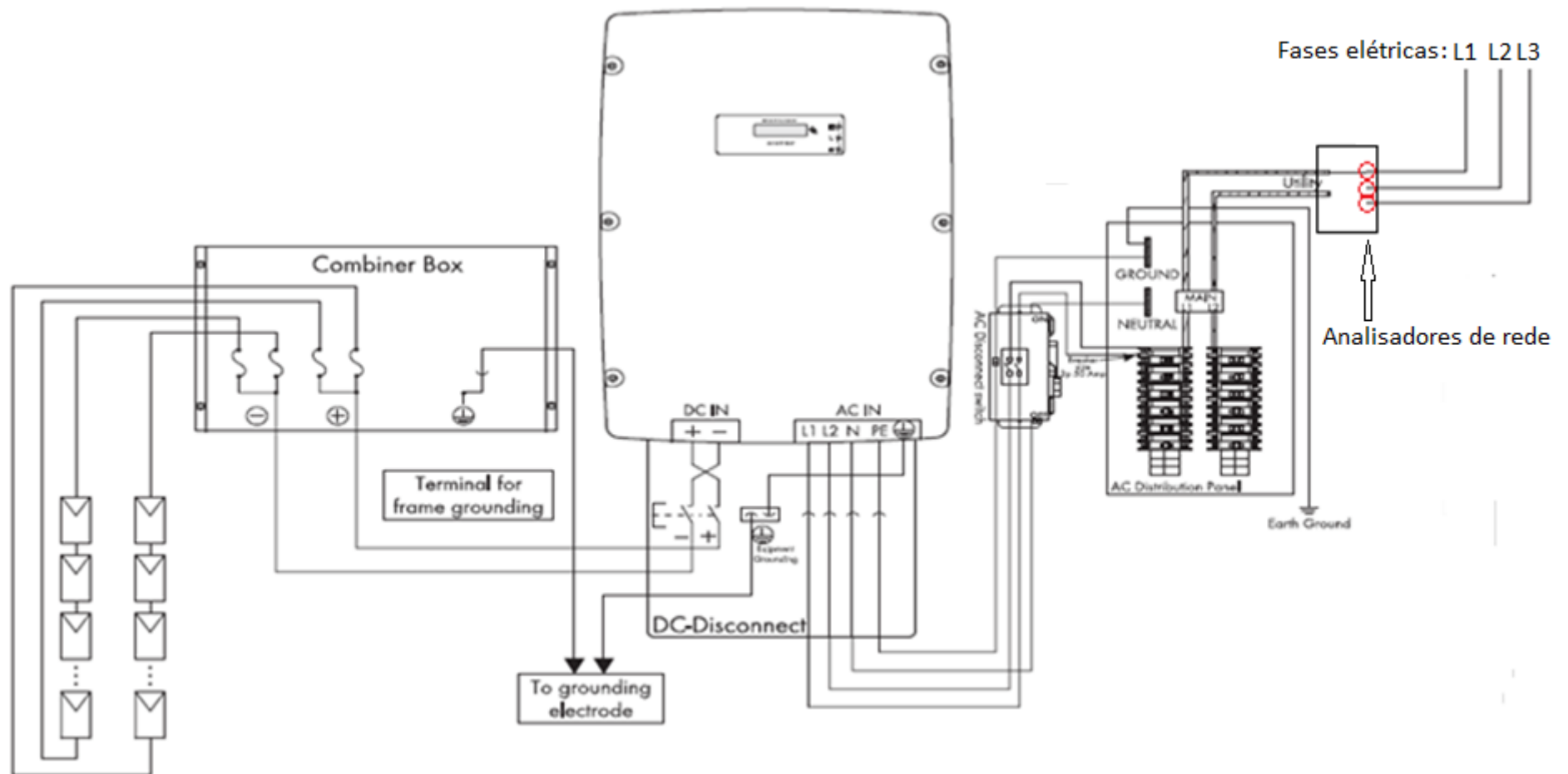
Os analisadores de rede da produção fotovoltaica foram colocados na rede BT, pela EDP – Distribuição, sendo que a sua análise técnica e jurídica é da exclusiva responsabilidade da empresa.

De modo a poder observar o comportamento de uma produção fotovoltaica na rede, foram colocados em regime dinâmico um conjunto de três analisadores de tensão (1 por cada fase), no local de injeção da produção fotovoltaica, mais concretamente no lado da rede pública (ver círculos a vermelho na figura 30), correspondente à entrada de energia no contador do consumidor/produtor de energia elétrica. A aplicação deste dispositivo

teve por objetivo medir os parâmetros de qualidade da rede, durante o período de 26 de julho de 2011 pelas 15h 20min até às 16h 32min de 5 de agosto de 2011.

Há que referir que o local onde foram colocados os aparelhos de medição já era referenciado por alguns clientes daquela linha BT, como um local de fraca qualidade de energia elétrica. O proprietário da produção fotovoltaica apontava também o facto de, por vezes, não conseguir introduzir a sua produção na rede pública.

Figura 30. Esquema elétrico de uma microgeração em fotovoltaico e localização dos analisadores de rede do caso de estudo 1.



FONTE: <https://www.google.pt/search?q=esquema+unifilar+microgeração+em+fotovoltaico>

5.2.2. Caso de estudo II – Analisadores de rede de um sistema fotovoltaico, transformador de rede e cliente BT.

5.2.2.1. Caracterização

Esta segunda análise debruça-se sobre as leituras feitas em três pontos distintos de uma linha da rede pública BT a 230 V_{nom}, no território Português, as leituras executadas dizem exclusivamente respeito à fase em que o sistema de microgeração fotovoltaico injeta a sua produção.

5.2.2.2. Procedimentos de recolha de dados

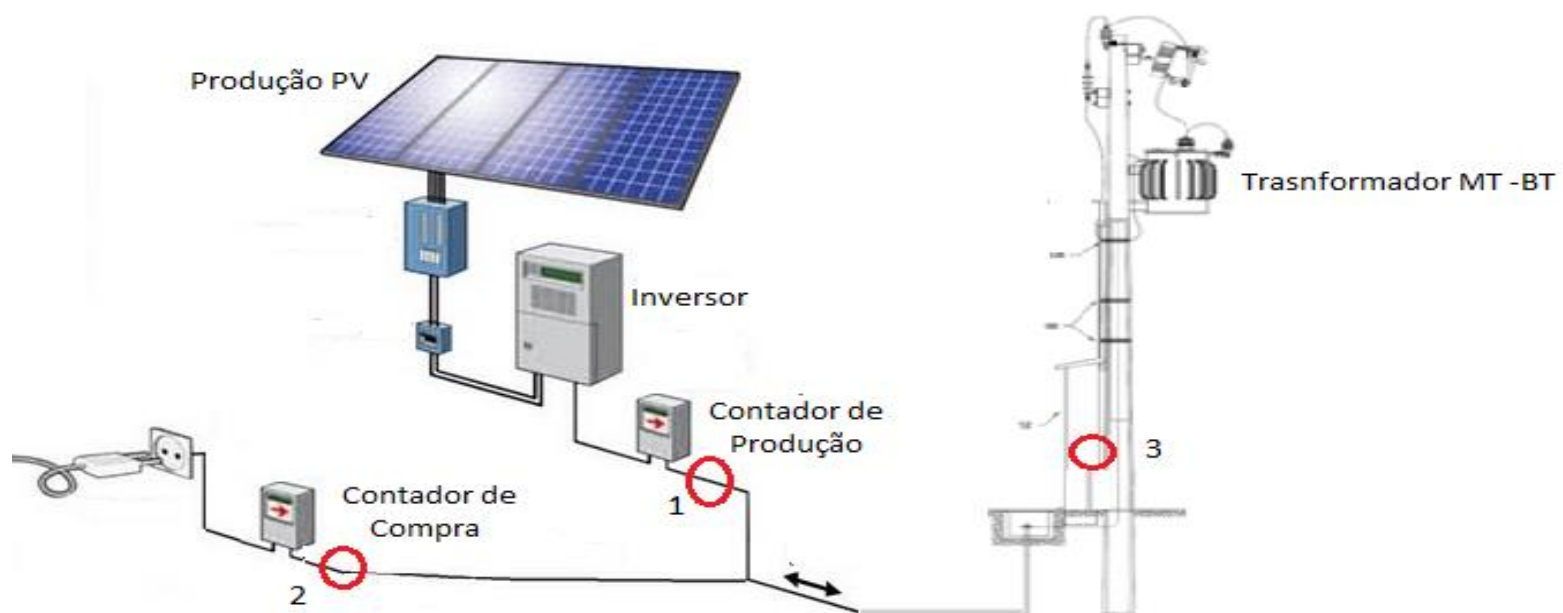
De modo a poder observar o comportamento de uma produção de energia elétrica em fotovoltaico na rede pública, e sua influência num determinado consumidor próximo do local de produção, foram colocados em regime dinâmico, três conjuntos de analisadores de tensão na rede.

Os analisadores de rede da produção fotovoltaica foram colocados na rede BT, pela EDP – Distribuição, sendo que a sua análise técnica e jurídica é da exclusiva responsabilidade da empresa.

Os três conjuntos de analisadores em causa foram colocados, à saída do contador onde a microprodução injeta a sua potência, à saída do transformador que alimenta eletricamente a linha BT e o terceiro analisador foi colocado à entrada do contador de um dado cliente BT, abastecido pela mesma fase onde a produção injeta a sua potência. Na figura 31, seguidamente apresentada, é possível observar a colocação dos analisadores de rede nos pontos estratégicos referenciados anteriormente.

O período de leituras remete-se de 3 de julho de 2012 com início às 15h 33min a 10 de julho de 2012 com término às 23h 48min. O software utilizado, para executar as leituras foi o Electrosoft 2011 versão 5.4.0 Build 0391. Tal como no caso de estudo anterior, há a referir que o local onde foram colocados os aparelhos de medição já era referenciado, por alguns clientes daquela linha BT, como um local de fraca qualidade de energia elétrica.

Figura 31. Esquema da localização dos três analisadores de rede.



- 1- Analisador de Rede à saída da produção.
- 2- Analisador de Rede à entrada do cliente mais próximo da produção.
- 3- Analisador de Rede à saída do Transformador.

FONTE: Consultoria e análise +, 2009.

5.2.3. Caso de estudo III – Parque eólico 75 MW

5.2.3.1. Caracterização

A última análise executada incide sobre um parque eólico a injetar na rede elétrica a 150 kV nominais com 75 MW de potência nominal instalada. Os dados são referentes a um parque eólico, situado em Portugal continental.

À saída do parque eólico está um posto de transformação que eleva a tensão para o valor atrás mencionado, as leituras feitas pelos analisadores de rede foram executadas num ponto a 15 kV.

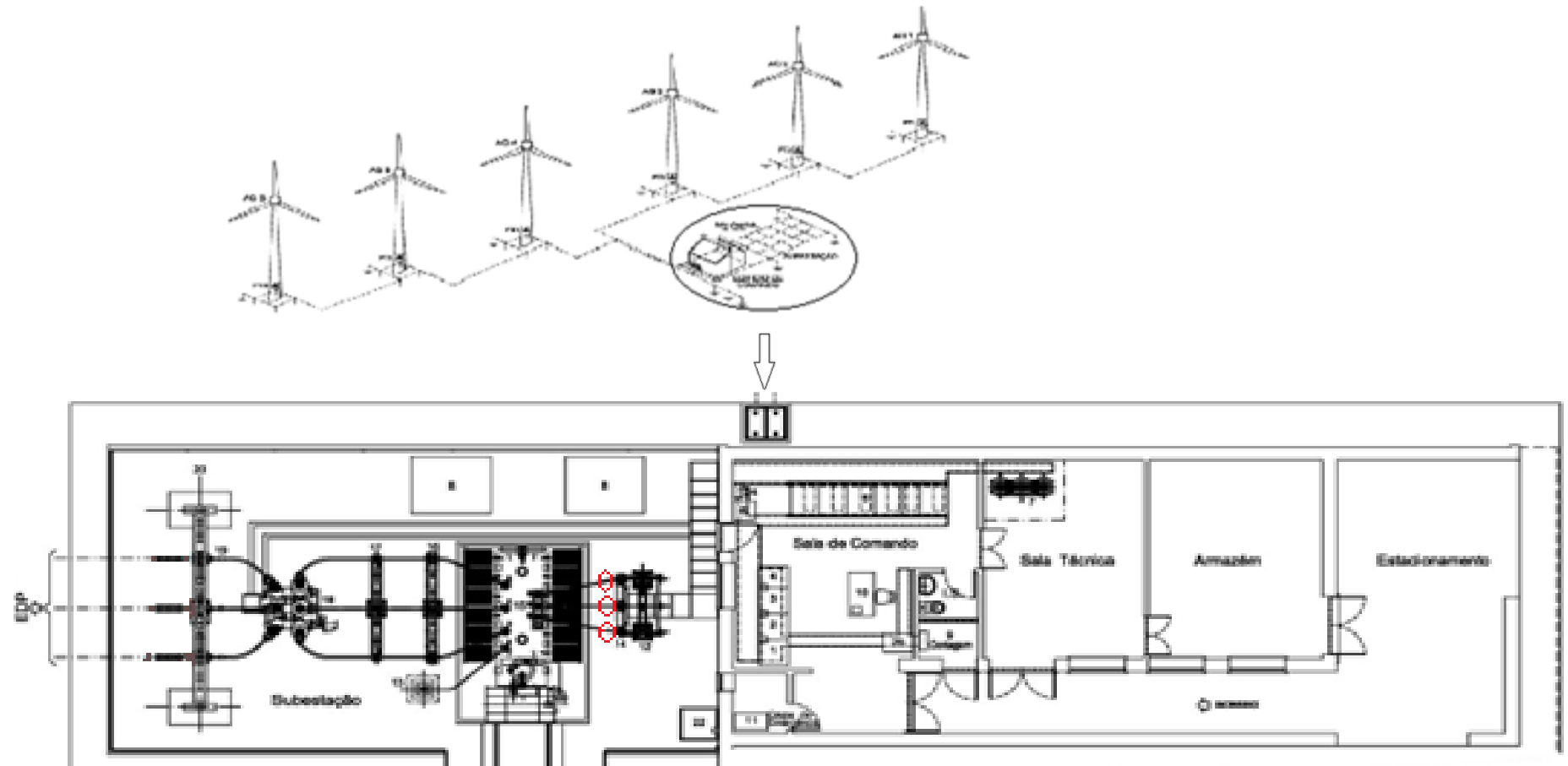
5.2.3.2. Procedimentos de recolha de dados

O analisador de rede da produção eólica foi colocado à saída da produção, pela entidade exploradora do parque eólico, que solicitou o anonimato.

À entrada desse posto de transformação, do lado dos 15 kV foram colocados os analisadores de rede, de modo a poder obter informações precisas sobre os parâmetros da energia injetada. Os analisadores em causa iniciaram a sua contagem no dia 12 de março de 2012, pelas 17h 30min, e foram recolhidos no dia 14 de março de 2012, pelas 10h 50min. As leituras efetuadas ao longo deste período agrupam automaticamente os dados em intervalos de 10 em 10 minutos.

Na figura 32, seguidamente apresentada pode observar-se o local concreto onde foram colocados os analisadores de rede em causa (ver círculos a vermelhos).

Figura 32. Esquema do parque eólico e localização dos analisadores de rede, caso de estudo 3.



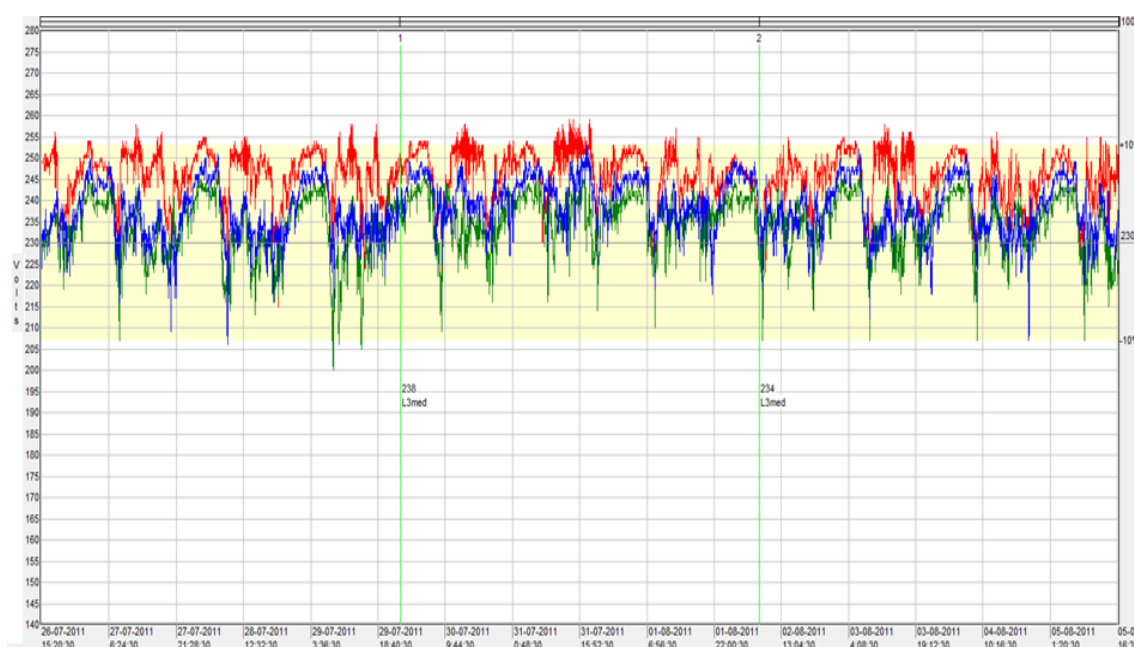
FONTE: Costa, 2010/2011

5.3. Apresentação e discussão de resultados

5.3.1 Caso de estudo I – Parque fotovoltaico de 3,45 kW

As leituras apresentadas na figura 33 registam todas as leituras que foram executadas ao longo dos 11 dias, em que o analisador esteve presente no local, e encontram-se agrupadas em intervalos de 15h 04min.

Figura 33. Leituras executadas no ramal da rede BT, do caso de estudo 1, no qual injeta a produção fotovoltaica (caso de estudo 1).



Fonte: Software de leituras.

As três cores da figura 33 estão associadas, cada uma delas, a uma fase distinta da rede BT de 230 V_{nom}. A faixa que está compreendida entre os valores de 207 V_{min} (-10%) e 253 V_{máx} (+10%) (indicada a sombreado na figura 33) corresponde aos valores limites de trabalho, valores que não deveriam ser ultrapassados, tendo por base a norma NP EN 50160:2001 (Meireles, 2009).

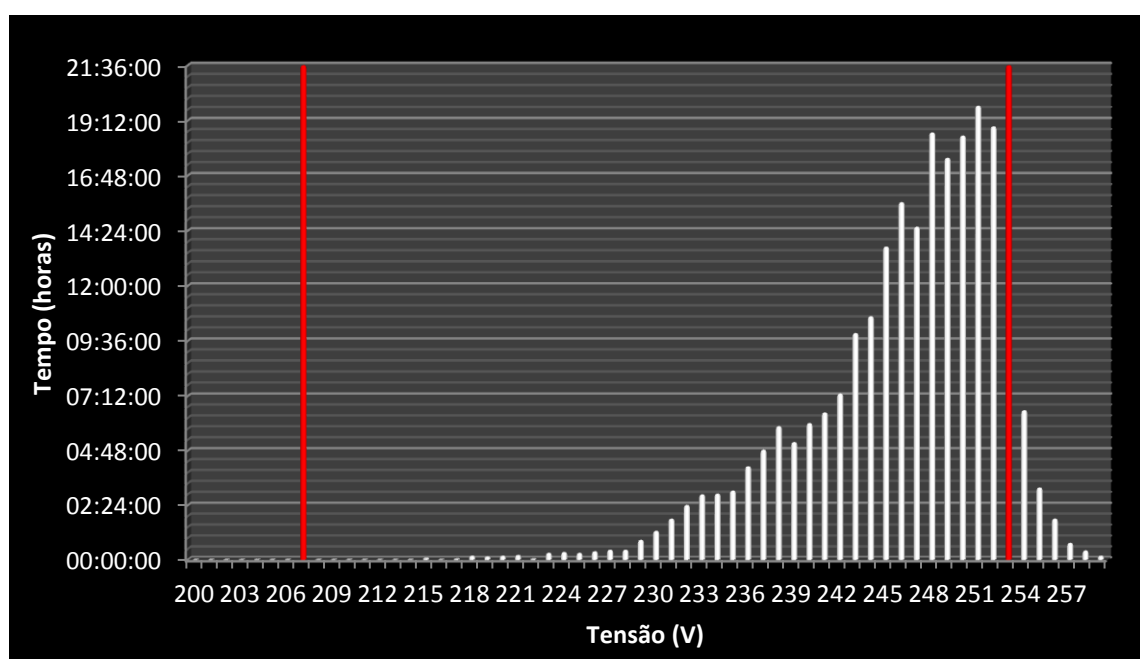
A fase 1 representada na figura 33, pela cor vermelha, corresponde à fase na qual o produtor de energia com origem fotovoltaica injeta a sua produção. As outras duas fases correspondem às outras duas cores e verificam valores mais próximos do exigido

pela norma NP EN 50160:2001. No entanto, a fase 2, representada a verde na figura 33, apresenta ainda assim alguns picos de tensão.

Os gráficos que se seguem ilustram de forma agrupada, o tempo que cada uma das fases da rede pública BT esteve a um determinado valor de tensão durante o período de leituras. De salientar, que os dados apresentados agrupam os desvios ocorridos em períodos de leituras de 10 minutos, intervalo de tempo definido pela norma NP EN 50160:2001 como ideal, como foi demonstrado no ponto, 4.2.2. relativo à tensão.

Na figura 34, encontra-se expresso o tempo de leituras por cada unidade de tensão relativamente à fase 1, fase esta onde o microprodutor injeta a sua produção de energia elétrica (kWh).

Figura 34. Dados agrupados em unidades de tensão correspondentes à fase 1 (caso de estudo 1).

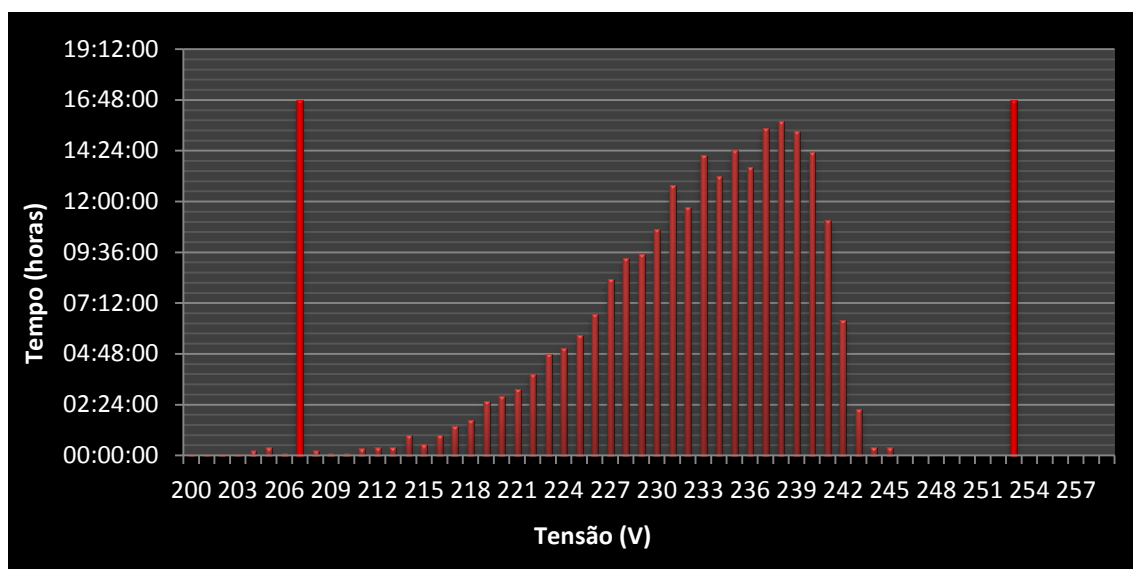


Fonte: Elaboração própria.

Na figura 34 verifica-se que houve um longo período de tempo que o $V_{\text{máx}}$ de 253 V foi extrapolado (valores à direita da linha a vermelho da figura 34).

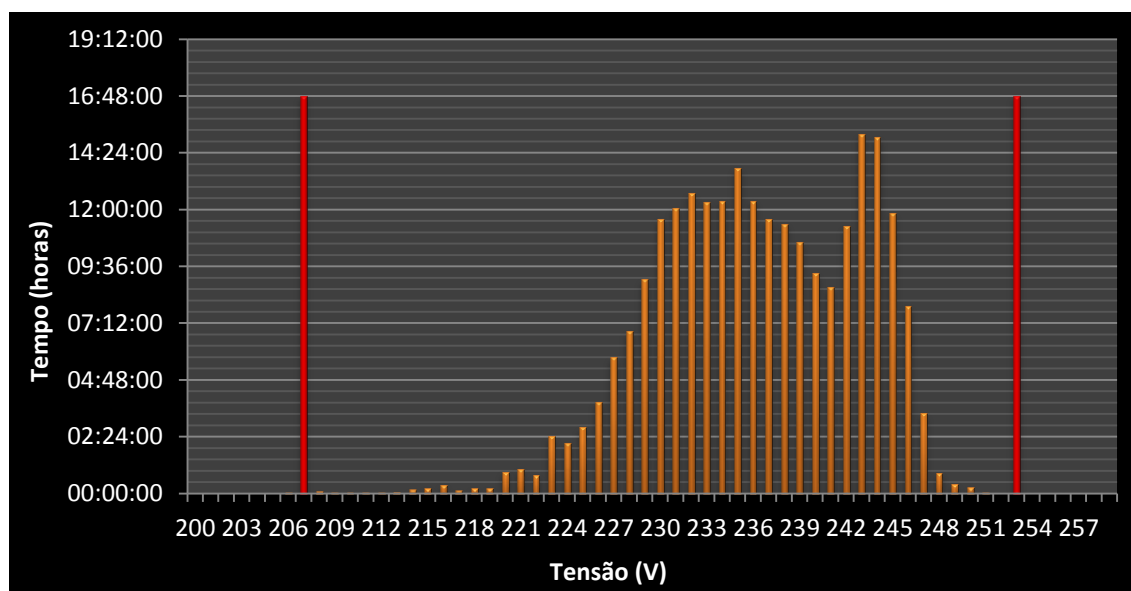
Ao observar os gráficos das fases 2 e 3, figura 35 e figura 36, respetivamente, observa-se um comportamento dentro dos limites de V_{min} de 207 V e $V_{\text{máx}}$ de 253 V (linha a vermelho das figura 35 e 36) definidos pela norma NP EN 50160:2001 como ideais (Meireles, 2009).

Figura 35. Dados agrupados em unidades de tensão correspondentes à fase 2 (caso de estudo 1).



Fonte: Elaboração própria.

Figura 36. Dados agrupados em unidades de tensão correspondentes à fase 3 (caso de estudo 1).

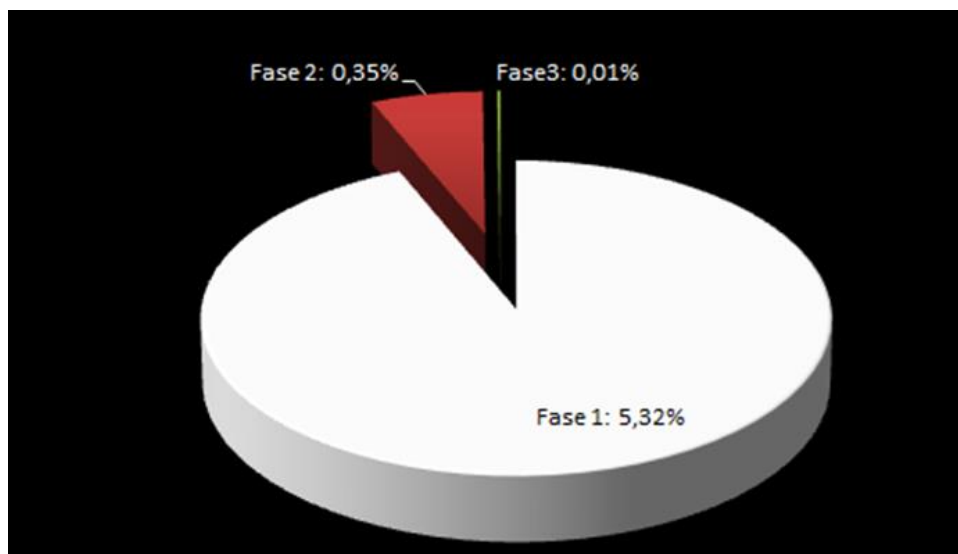


Fonte: Elaboração própria.

Nos gráficos, apresentados nas figuras 35 e 36, não se observam registos de valores fora dos intervalos de trabalho desejáveis, seja valores com $\pm 10\%$ da tensão nominal de 230 V.

Na figura 37, a seguir exibida, observa-se o comportamento de cada uma das fases analisadas, ao longo tempo de leituras. É possível, em termos de percentagem, observar os valores extrapolados face ao normalizado no que diz respeito ao parâmetro da tensão (V).

Figura 37. Distorção das três fases, em termos percentuais (caso de estudo 1).



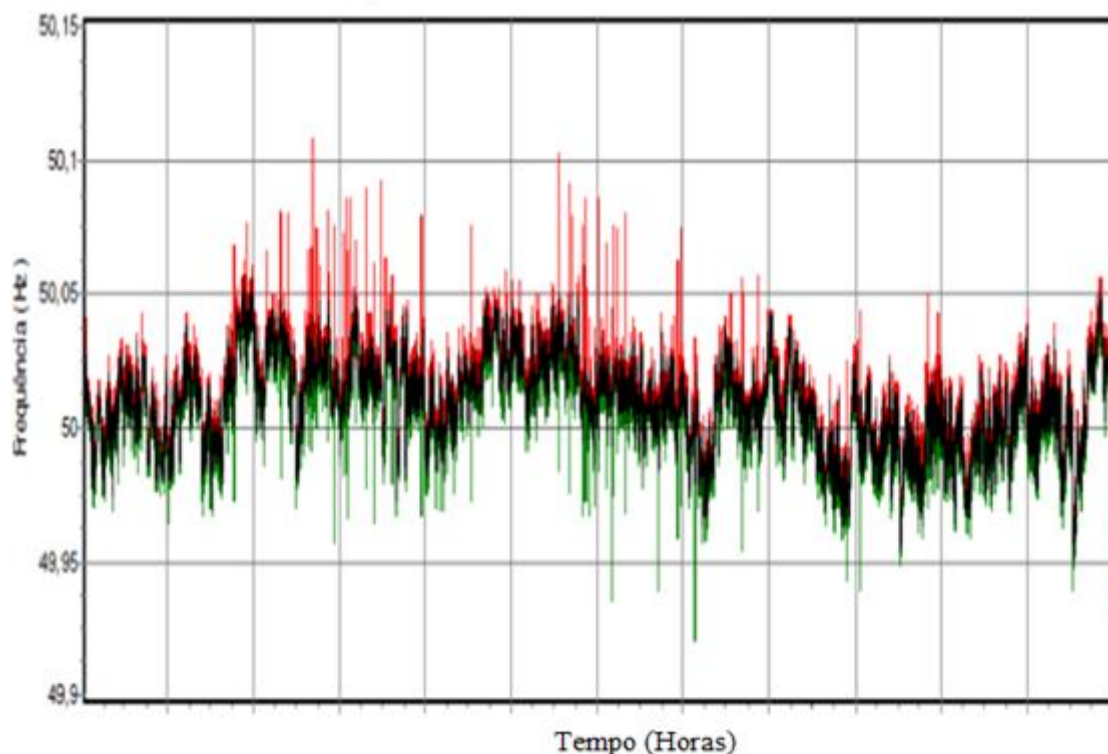
Fonte: Elaboração própria

Ao analisar a figura acima, pode-se constatar que, dos 11 dias em que o analisador esteve a fazer leituras, a fase 1 esteve cerca de 5,32% do tempo fora dos limites exigíveis. Já a fase 2 e a fase 3 apresentam valores percentuais bem mais reduzidos, verificando-se que a sua percentagem resulta apenas de picos de tensão e não de valores constantes fora dos limites de trabalho como é o caso da fase 1.

Tendo por base que a fase mais poluente da rede é a fase 1, que coincide com a fase em que a produção fotovoltaica está a injetar a sua energia em kWh, podemos constatar que a injeção da energia da produção fotovoltaica exerce influência direta na qualidade da rede, nomeadamente nos parâmetros analisados (tensão na rede pública).

Na figura 38, apresentam-se os valores de frequência (Hz), os valores referidos dizem somente respeito à fase onde é injetada a produção fotovoltaica, ou seja, fase 1 do sistema trifásico, pertencente à rede pública de BT.

Figura 38. Valores da frequência (Hz) injetada pelo sistema fotovoltaico na rede pública (caso de estudo 1).

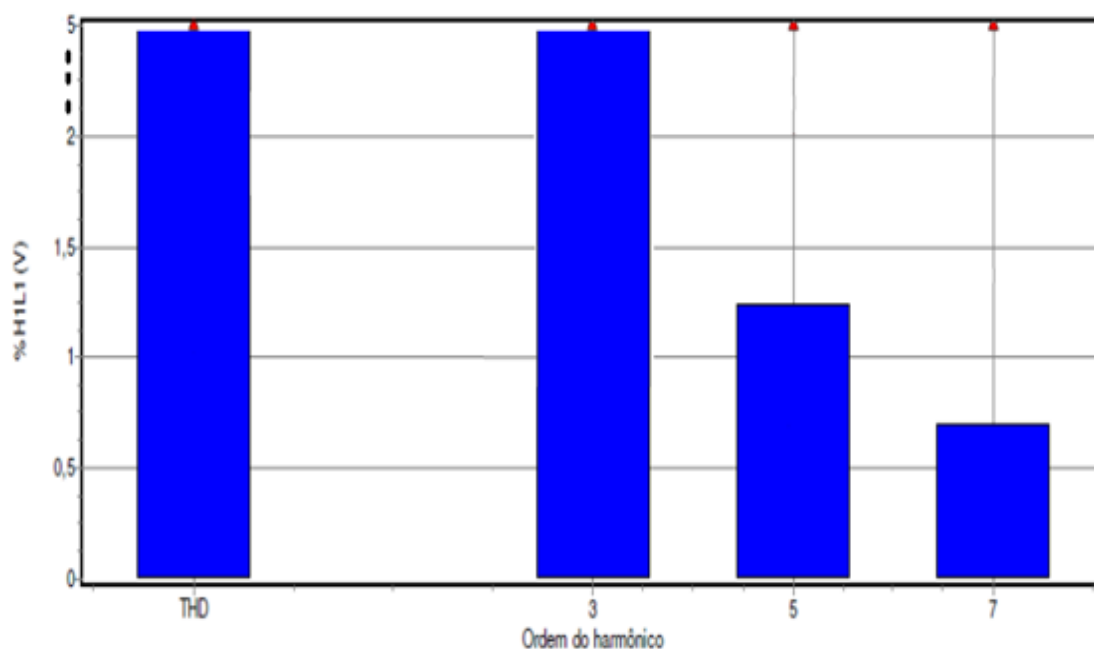


Fonte: Software de leituras

Da análise efetuada à figura 38, pode-se constatar que os valores introduzidos na rede, no que toca ao parâmetro da frequência, encontram-se dentro dos valores normais de trabalho. Verificam-se ainda assim pontualmente picos de frequência, sendo que nenhum deles sai do intervalo de trabalho reconhecido como regular pela norma NP EN 50160:2001.

Na figura 39, apresentam-se os valores de harmónicos registados na fase 1 da rede pública BT.

Figura 39. Percentagem de distorção harmónica da fase 1 (caso de estudo 1).



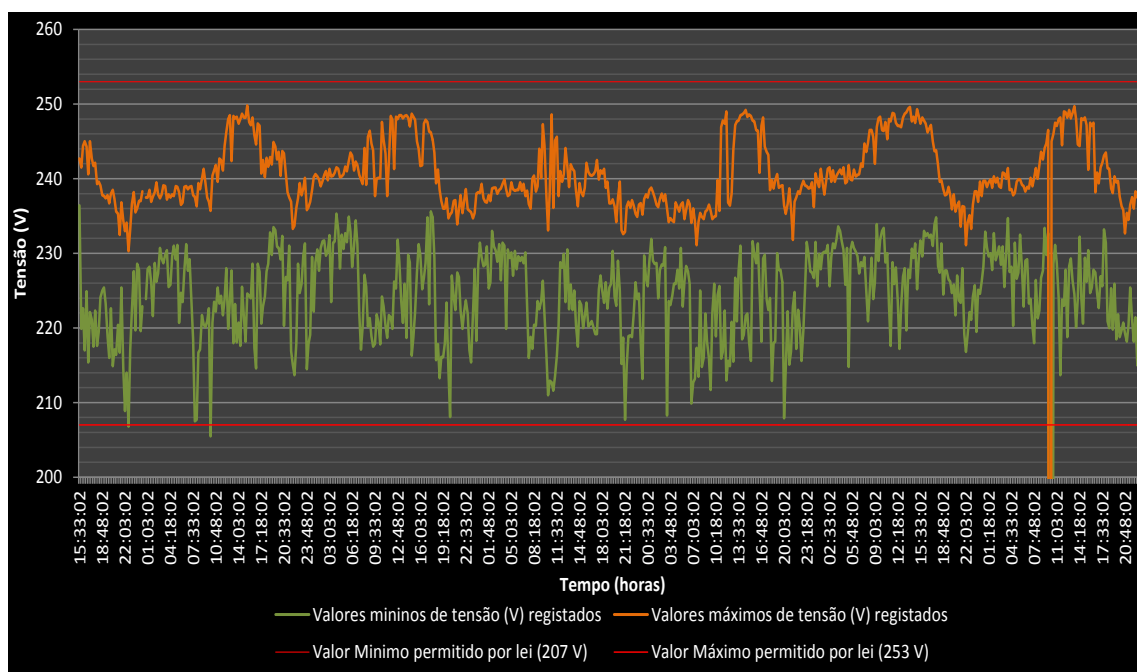
Fonte: Software de leituras

No que diz respeito à questão das harmónicas, introduzidas na rede, observa-se um valor acima do permitido pela norma NP EN 50160:2001 de +5%, nomeadamente na 3º harmónica. De referir que os dados obtidos e aqui tratados são somente referentes à fase 1, linha elétrica que como já foi frisado anteriormente, corresponde à fase onde a microprodução em fotovoltaico injeta a sua produção de energia elétrica (kWh).

5.3.2. Caso de estudo II - Sistema fotovoltaico, transformador de rede e cliente BT

Os registos apresentados nas figuras 40, 41 e 42, encontram-se agrupados em intervalos de 15 minutos e registam todas as leituras que foram executadas ao longo dos 7 dias em que os 3 analisadores estiveram presentes nos locais de leitura, respetivamente na microprodução, no transformador que alimenta o troço de rede em BT, em causa, e no cliente mais próximo do local onde a microgeração injeta a sua produção. As leituras executadas fornecem o V_{\max} e o V_{\min} , registado durante o intervalo de 15 minutos.

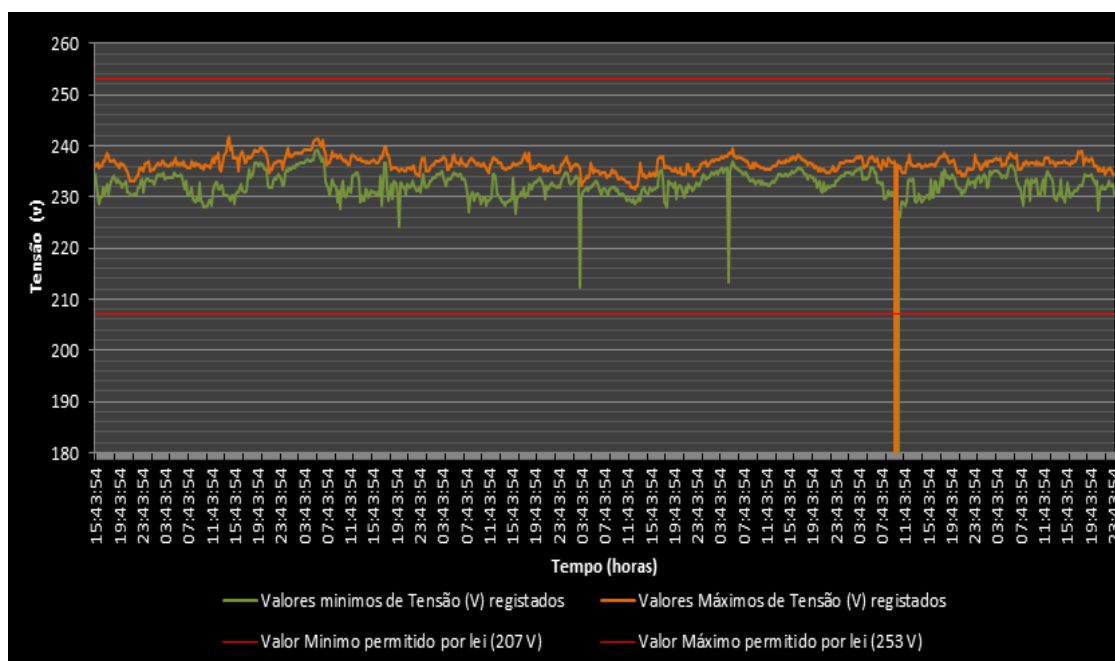
Figura 40. Valores máximos e mínimos registados à saída da produção fotovoltaica (caso de estudo 2).



Fonte: Elaboração própria.

Pode observar-se que, de uma forma geral, a potência injetada na rede elétrica pela microprodução, no tempo em que decorreram as leituras, se encontra dentro dos intervalos permitidos pela norma NP EN 50160:2001, não havendo a salientar cavas de tensão ou sobretensões dignas de registo, à exceção de uma cava em que se verificou pontualmente como se pode observar na figura 40 acima ilustrada.

Figura 41. Valores máximos e mínimos registados à saída do transformador MT – BT (caso de estudo 2).

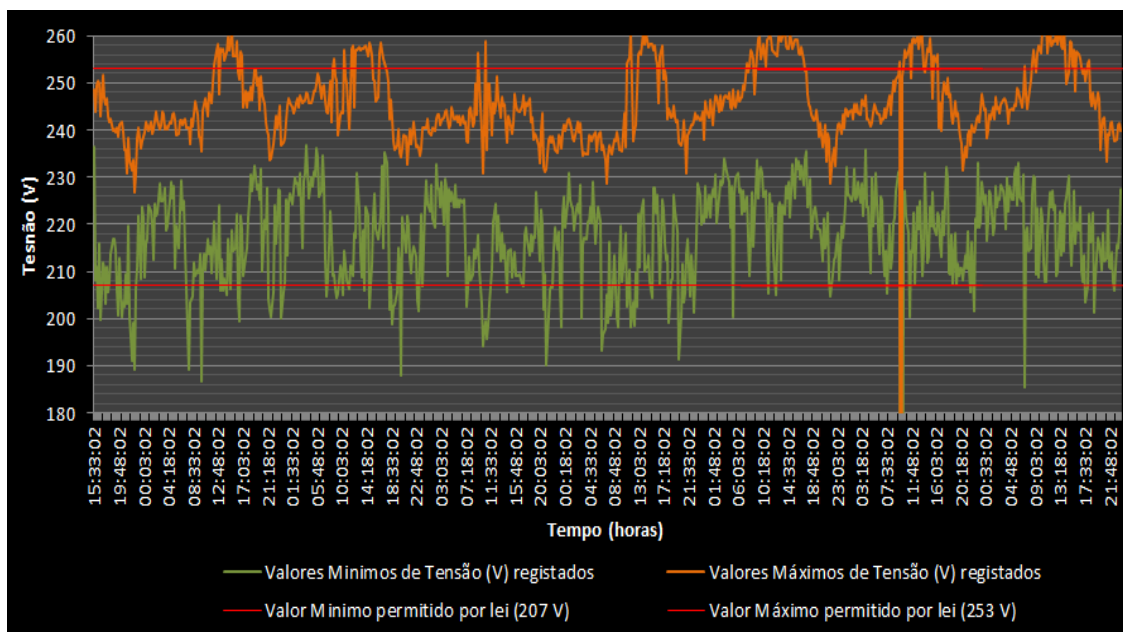


Fonte: Elaboração própria.

Constata-se que os valores de tensão disponibilizados pela rede pública à saída do transformador, figura 41, que baixa a tensão de $15\,000\,V_{nom}$ (entre duas fases) a montante do transformador, para $230\,V_{nom}$ (entre fase e neutro) a jusante do transformador, são valores de boa qualidade, pois mantêm o seu intervalo de trabalho muito próximo do ideal, $230\,V_{nom}$.

Concebendo uma análise direta verifica-se, ainda, que a cava de tensão registada nas leituras da microprodução foi originada pelo fornecimento público de energia elétrica, estando a microprodução isenta de qualquer responsabilidade.

Figura 42. Valores máximos e mínimos registados à entrada do cliente mais próximo da produção fotovoltaica (caso de estudo 2).



Fonte: Elaboração própria.

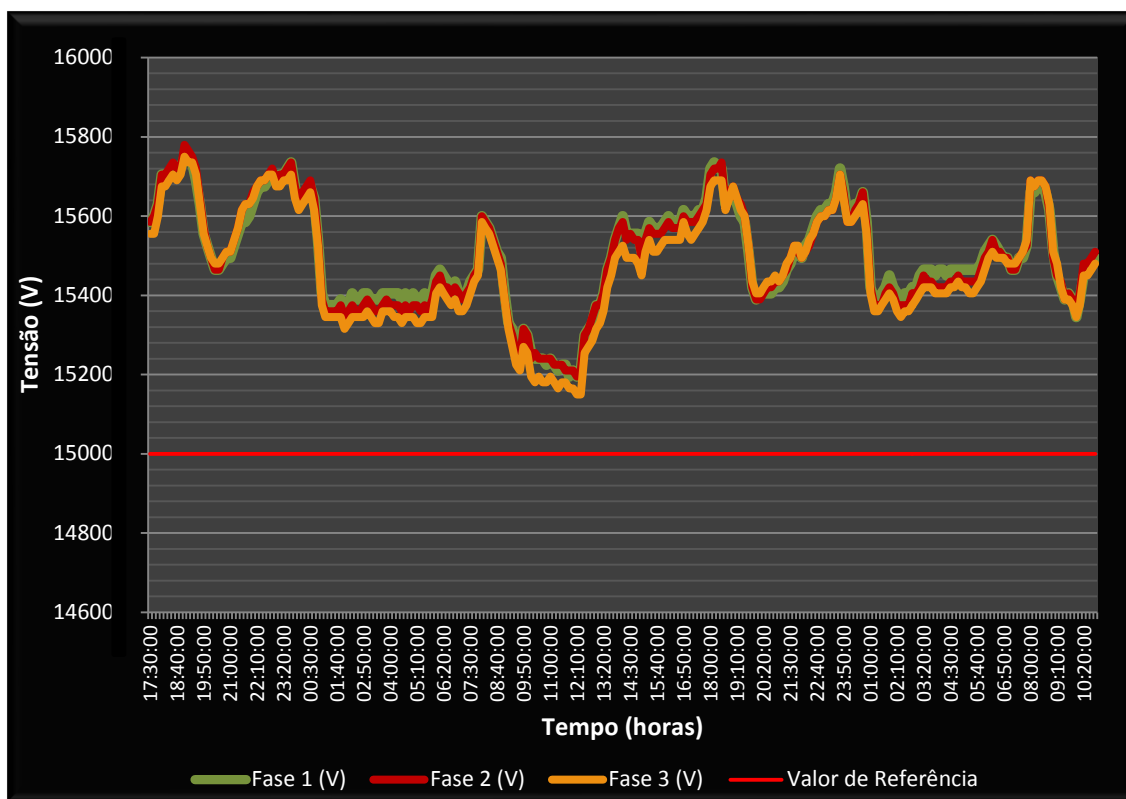
Apesar da boa qualidade de energia evidenciada pelo analisador colocado à saída do transformador, bem como da energia injetada na rede pela microprodução, verifica-se que o cliente da rede BT em causa consome energia elétrica de muito fraca qualidade. De salientar que este cliente da rede BT é o mais próximo do local de produção fotovoltaica, e é alimentado eletricamente pela rede pública e pela energia da microprodução.

No que diz respeito ao parâmetro da tensão, como se pode observar na figura 42, este cliente da rede BT encontra-se frequentemente fornecido por valores de tensão abaixo ou acima do indicado pela norma NP EN 50160:2001, como admissível.

5.3.3. Caso de estudo III - Parque eólico 75 MW

Alusivamente ao estudo do parque eólico, seguidamente na figura 43, expõem-se o comportamento das 3 fases no que diz respeito ao parâmetro de tensão (V) ao longo do tempo de análise da produção. Os valores medidos correspondem às leituras feitas entre as fases.

Figura 43. Registo dos valores fase/fase ao longo do tempo de análise (caso de estudo 3).

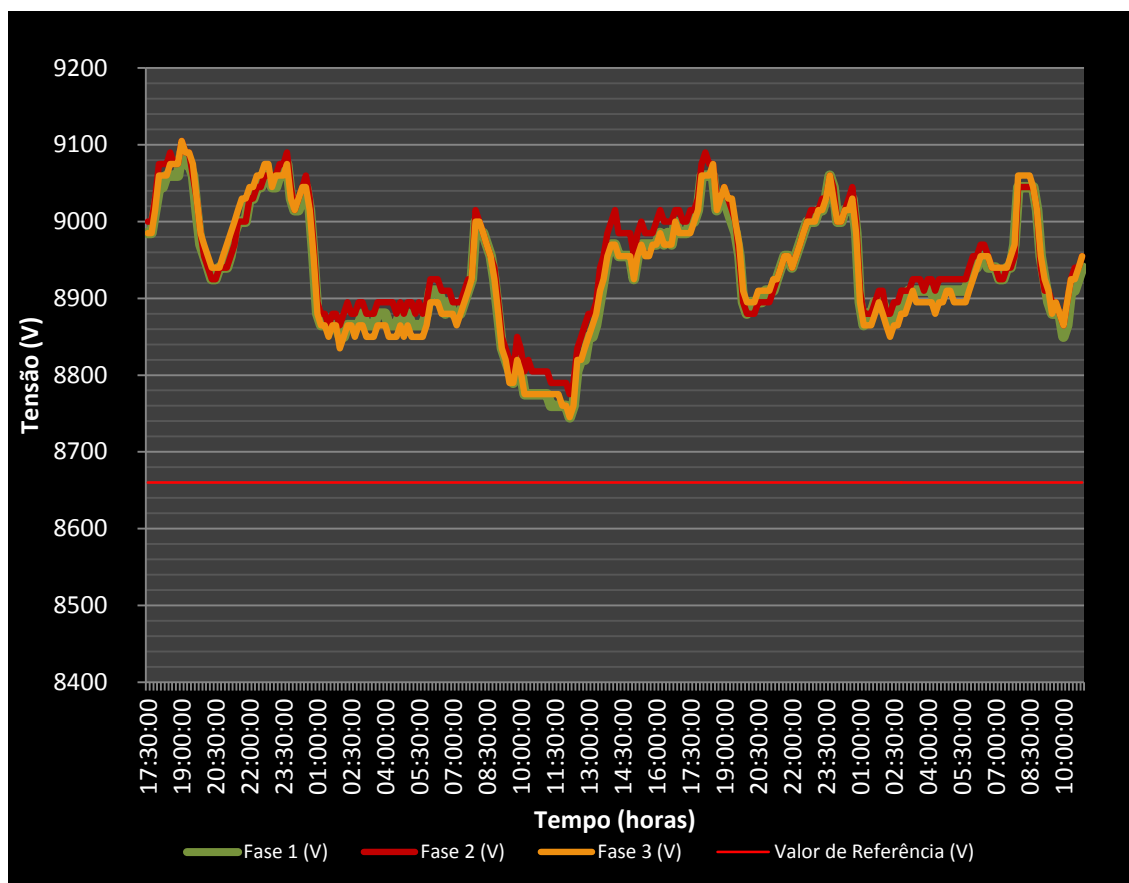


Fonte: Elaboração própria.

A linha a vermelho, colocada nos 15 kV, corresponde ao valor nominal de tensão a que a energia deveria ser introduzida na rede numa forma ideal. No entanto nenhuma das fases representadas atinge o valor de $\pm 10\%$ da tensão nominal, citado segundo a norma NP EN 50160:2001 como valores máximos e mínimos admissíveis a registar durante um período de tempo.

Na figura 44, estão representados os valores medidos entre as fases e o condutor neutro durante o período de leituras.

Figura 44. Registo dos valores fase/neutro ao longo do tempo de leituras (caso de estudo 3).



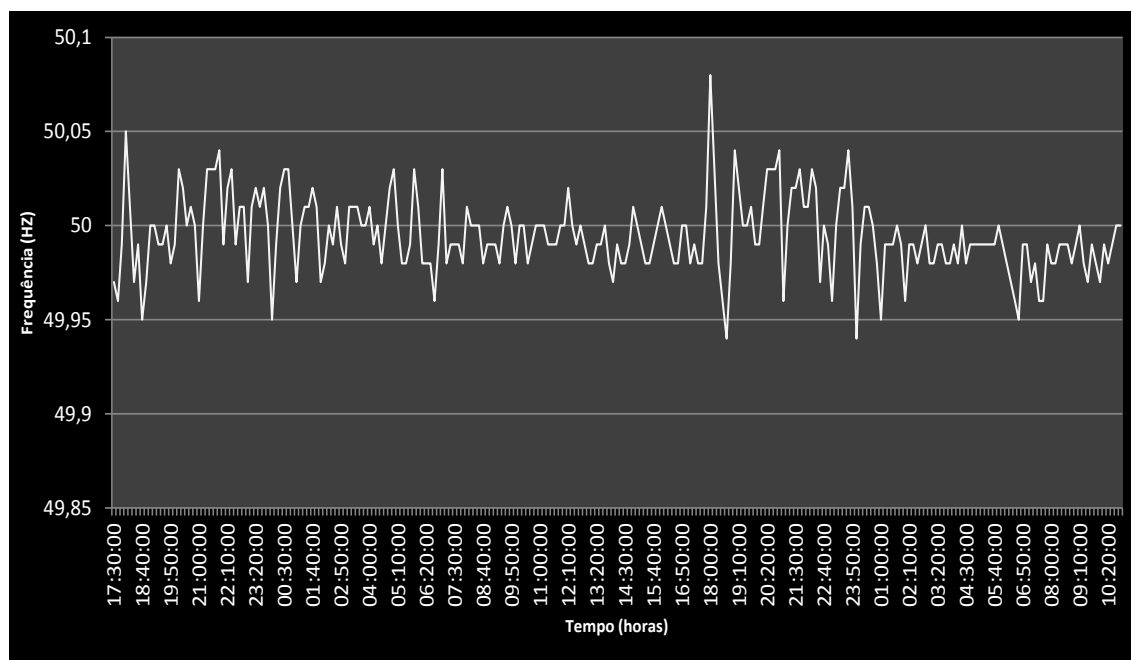
Fonte: Elaboração própria.

A figura 44 a linha que passa nos 8660 V representa o valor nominal que a tensão deveria ter quando medida entre a fase e o neutro. Os valores registados não ultrapassam, porém, a variação de $\pm 10\%$ da tensão nominal, limite permitido pela norma NP EN 50160:2001.

Tendo por base o gerador assíncrono que equipa os aerogeradores em causa, a frequência da produção está enquadrada com os requisitos da norma NP EN 50160:2001, não se verificando qualquer tipo de anomalia nos registos de frequência observados.

A figura 45, é referente aos registos efetuados sobre o parâmetro de frequência (Hz).

Figura 45. Registo dos valores de frequência (Hz) (caso de estudo 3).

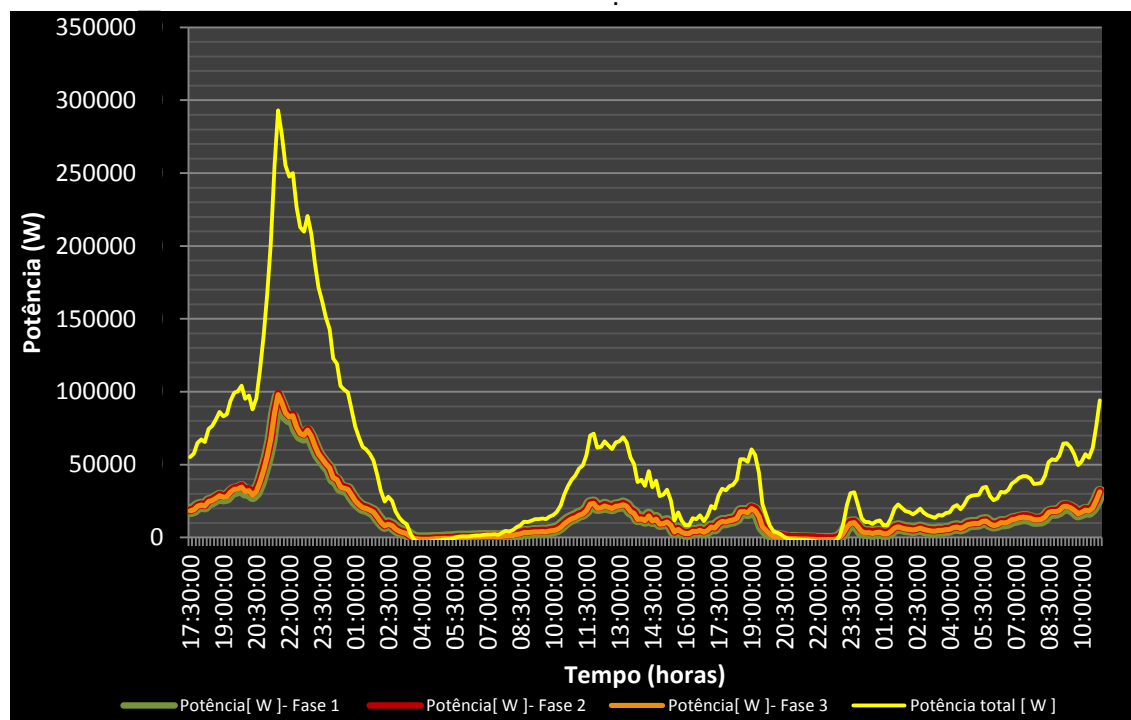


Fonte: Elaboração própria.

Os valores de frequência apresentados na figura 45, estão agrupados em intervalos de 10 minutos, tempo esse, que a norma NP EN 50160:2001 em vigor estipula como necessário para a análise deste parâmetro, pois, o valor médio para intervalos de 10 minutos, em condições normais, deve estar entre 49.5 e 50.5 Hz durante 95% do tempo de uma dada semana, como se pode constatar neste trabalho no ponto 4.2.3. alusivo à frequência. No aspeto de qualidade, os dados recolhidos demonstram que a frequência injetada pelo sistema eólico na rede elétrica se encontra dentro do expectável, pois não se registam oscilações significativas no decorrer do tempo de análise.

De uma forma simplificada pode considerar-se que a potência é um valor resultante da conjugação da tensão (V) pela corrente (I). Na figura 46, pode observar-se a potência transportada por cada fase, bem como o total de potência introduzida na rede elétrica, pelo parque eólico em estudo.

Figura 46. Registo dos valores de potência durante o tempo de análise (caso de estudo 3).

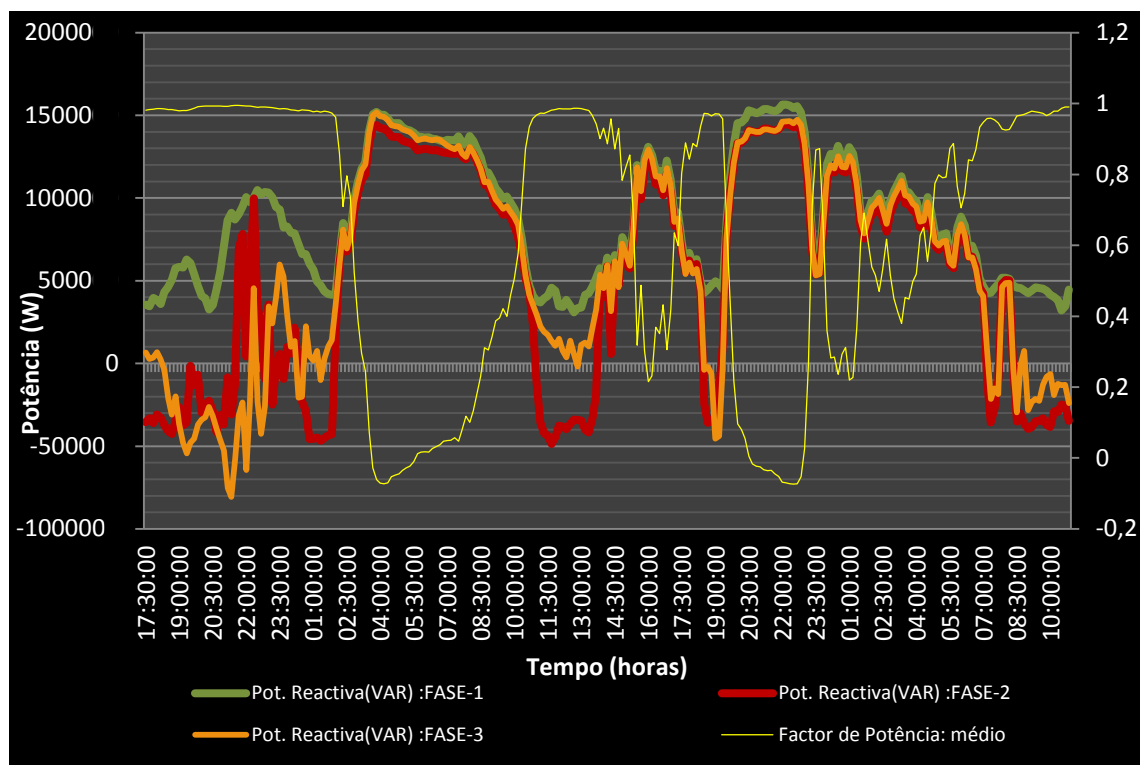


Fonte: Elaboração própria.

Na figura 46, acima ilustrada há a realçar o facto de, no período de leituras, a potência introduzida na rede ao fim da tarde, coincidir com o aumento de consumo por parte dos clientes e, no período de vazio, o parque eólico não introduzir qualquer tipo de potência na rede pública. Nota-se, ainda assim, uma constante desigualdade na introdução de potência na rede pública, derivado essencialmente da irregularidade do vento ao longo do tempo.

Tendo por base a constante oscilação de potência injetada na rede pública, derivada da disponibilidade do vento a cada instante, verifica-se que existe uma oscilação constante do factor de potência, médio, do parque eólico, como se pode observar na figura 47.

Figura 47. Factor de potência médio da fase 1, fase 2 e fase 3 (caso de estudo 3).

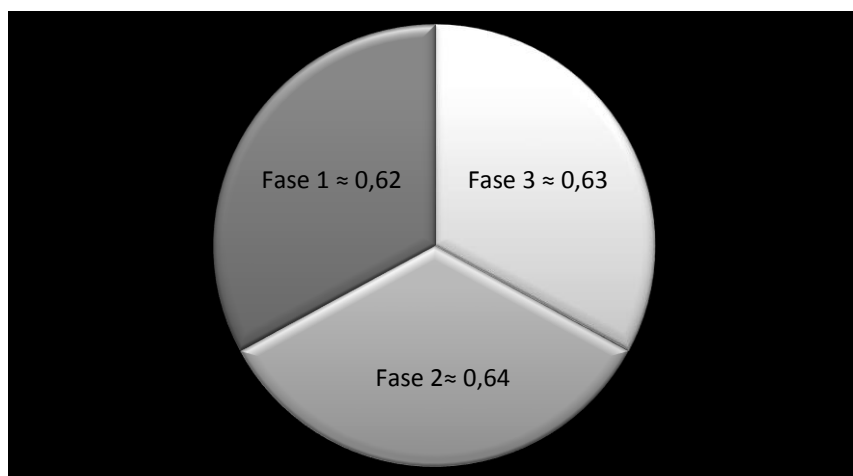


Fonte: Elaboração própria.

A oscilação do factor de potência leva à ocorrência de picos de energia reativa, introduzida na rede em alguns instantes, como se pode observar na figura 47. No entanto estes picos de energia não podem ser considerados negativos nem positivos, de forma simplista, pois tal avaliação tem de ser feita em função do estado da rede e das suas necessidades a cada instante.

Na figura 48, verifica-se o factor de potência médio por fase, observado ao longo do tempo de leituras.

Figura 48. Factor de potência médio por fase (caso de estudo 3).

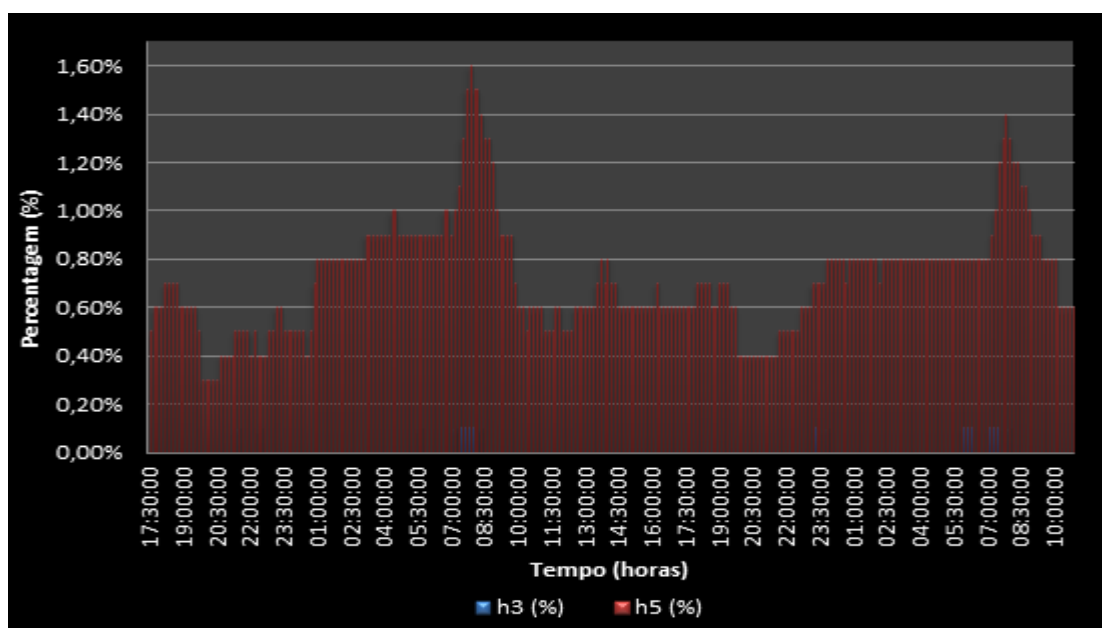


Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a figura 48 o valor do factor de potência médio é muito inferior à unidade em qualquer uma das fases, o que, por vezes, origina valores elevados de energia reativa na rede elétrica.

Na figura 49 estão presentes os dados referentes aos valores de harmónicas.

Figura 49. Percentagem da distorção de harmónicas ao longo do tempo de análise (caso de estudo 3).



Fonte: Elaboração própria.

Ao observar a figura 49 constata-se que nos intervalos agrupados de 10 em 10 minutos, nenhum deles apresenta TDH (Taxas de Distorção Harmónica), superiores a 95%. De referir que os valores recolhidos não se reportam ao período de leituras de uma semana, tempo necessário para verificar se TDH total $\geq 8\%$, tal como refere a norma NP EN 50160:2001. Mesmo assim os dados recolhidos sobre o comportamento do parque eólico, no que toca aos parâmetros das harmónicas, não apresentam desvios significativos relativamente à legislação em vigor.




5.4. Resumo, discussão comparada dos resultados e proposta de mitigação dos casos de estudo I, II e III.

Nas tabelas seguintes apresenta-se um resumo dos resultados obtidos nos casos de estudo abordados anteriormente.

5.4.1 – Caso de estudo I

Na tabela 3 apresenta-se o resumo dos resultados referentes à microprodução de 3,45 kW.

Tabela 3. Resumo dos resultados, referentes à microprodução de 3,45 kW (caso de estudo I).

Entradas	Energia Fotovoltaica
Δ Tensão (V)	
Δ Frequência (Hz)	
Δ Harmónicas (TDH)	

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados obtidos, no caso de estudo I, expressos de forma resumida na tabela 3, demonstram que:

A tensão e as harmónicas emitidas pelo sistema fotovoltaico estão a prejudicar os parâmetros de referência da rede BT.

Por sua vez, a frequência com que o sistema sincroniza com a rede, está dentro do desejável. Sendo este o parâmetro menos nefasto para a rede, neste caso de estudo em concreto.

Quanto à energia reativa introduzida pelo sistema, não foi possível obter dados. No entanto mesmo que de forma não comprovada, pelos relatos recolhidos e pela estrutura dos inversores, portadores de baterias de condensadores, supõem-se que os valores deste indicador estejam dentro dos valores de referência.

Em síntese as relações que se retiram do caso de estudo I, é o facto de o parâmetro de tensão ser o ponto mais vulnerável a alterações significativas. Com a introdução de sistemas produtores ao longo da rede elétrica, existe a forte possibilidade de ocorrerem desequilíbrios entre fases da rede pública, isto devido ao facto, de a energia ser injetada numa única fase da rede elétrica.




De um ponto de vista técnico a forma ótima de atenuar esta introdução de potência desequilibrada na rede elétrica, seria a obrigação da injeção da potência de forma repartida pelas três fases constituintes da rede BT, recorrendo por exemplo a inversores de rede trifásicos. Evitar-se-ia desta forma, a sobre tensão de uma única fase e o consequente desequilíbrio entre as três fases.

A questão das harmónicas também não deve ser descorada, pois o facto de existirem muitos sistemas a conectar com a rede, pode em determinados casos levar ao aparecimento de harmónicos na rede elétrica, situação que deve ser analisada e corrigida, por exemplo com a introdução de filtros dentro dos inversores de rede, de modo a estes poderem controlar de forma precisa a sua forma de onda.

5.4.2 – Caso de estudo II

Na tabela 4, apresenta-se o resumo dos resultados, junto ao transformador de BT, produção fotovoltaica e cliente mais próximo do local de injeção.

Tabela 4. Resumo dos resultados, junto ao transformador de BT, produção fotovoltaica e cliente mais próximo do local de injeção (caso de estudo II).

Entradas	Energia Eólica
Δ Tensão (V), da rede BT, junto ao transformador	
Δ Tensão (V), da Produção Fotovoltaica	
Δ Tensão (V), do cliente mais próximo da produção	

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados obtidos, no caso de estudo II, expressos de forma resumida na tabela 4, demonstram que:

Levando em consideração que as duas únicas entradas da linha BT em estudo, linha elétrica onde está equipado o transformador, e a microprodução, não apresentam variações de tensão (V) significativas quando analisadas de forma direta, pode-se constatar que a produção de energia injetada pelo sistema fotovoltaico na rede elétrica, está a alterar os parâmetros de referência da mesma, nomeadamente os valores de tensão. Tal afirmação surge pelo facto de se verificarem alterações significativas nos valores de tensão, medidos no local de consumo, mais próximo do local da microprodução. A adulteração dos valores iniciais de energia elétrica neste troço da rede elétrica, bem como a fraca qualidade de energia registada no local de consumo é uma realidade, que não se verifica à entrada da mesma, junto ao início do troço, local do transformador de potência.





Através dos estudos realizados, verifica-se que a forma como a energia elétrica abastece o cliente final é completamente fora do contexto inicial, face as condições iniciais registadas à saída do transformador, início do troço elétrico em causa.

Tendo por base, que a junção da potência injetada pelo sistema fotovoltaico é introduzida numa única fase elétrica, é de todo expectável que, a junção desta potência com a potência fornecida pela rede elétrica, crie alterações significativas às características iniciais da energia. Desta forma retificadores de tensão, filtros e outros mecanismos de controlo devem ser introduzidos à saída das produções descentralizadas, evitando a degradação da forma inicial da energia, em última instância, as produções descentralizadas devem ser um suporte, ajudando a retificar possíveis incorreções que existem nos parâmetros de referência da rede e nunca uma fonte desestabilizadora da mesma. Uma vez mais a repartição da potência produzida pelo sistema fotovoltaico pelas três fases da rede elétrica, levaria a que os defeitos fossem menos sentidos numa única fase.

5.4.3 – Caso de estudo III

Na tabela 5 apresenta-se o resumo dos resultados, referentes ao parque eólico de 75 MW.

Tabela 5. Resumo dos resultados, referentes ao parque eólico de 75 MW (caso de estudo III).

Entradas	Energia Eólica
Δ Tensão (V)	
Δ Frequência (Hz)	
Δ Harmónicas (THD)	
Δ Energia Reativa (VAR)	

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados obtidos, no caso de estudo III, expressos de forma resumida na tabela 5, demonstram que:

Ao analisar-se o resumo dos registos da energia elétrica injetada na rede, pelo parque eólico, verifica-se um parâmetro de referência nefasto à rede elétrica, nomeadamente o elevado valor de energia reativa, introduzida na rede, o que cria um factor de potência muito desfasado da unidade, em alguns períodos de tempo.

De salientar que todos os outros parâmetros abordados, tensão, harmónicas e frequência se encontram dentro dos valores de referência, estabelecidos pela norma NP EN 50160:2001.

De forma um tanto ou quanto abusiva é possível afirmar que a qualidade de energia elétrica introduzida pelos sistemas eólicos na rede é de boa qualidade, tendo por base a potência injetada na rede, observada através dos valores registados e analisados.

Relativamente ao estudo do parque eólico, constata-se que durante o tempo de leituras, a irregularidade de produção foi uma constante, pois a oscilação do vento é uma realidade que força a este cenário. No entanto, o facto de a energia introduzida na rede, ao fim da tarde, coincidir com o aumento de consumo por parte dos clientes e no período de vazio, o parque eólico não introduzir qualquer tipo de potência na rede pública, está em parte relacionado com a gestão do parque eólico. O que levanta alguma controvérsia, pois se é verdade que os níveis de energia na rede devem dar resposta ao consumo a cada momento, é também verdade que os proprietários das explorações querem colocar toda sua energia na rede, durante o máximo de tempo possível.

Como já falado anteriormente, a introdução de energia reativa na rede pode ser uma necessidade, que pode ser corrigida pelos parques eólicos, no entanto a situação inversa também pode surgir, ou seja, excesso de produção de energia reativa, face ao que a rede elétrica necessita. De modo a harmonizar esta situação, podem ser introduzidos bancos de baterias de condensadores no parque, bem como transformadores de energia reativa, permitindo desta forma a injeção de energia reativa na rede de forma organizada de acordo com as necessidades a cada instante.

5.5. Conclusões

Tendo por base os resultados obtidos ao longo dos estudos efetuados e as questões levantadas no início do capítulo 5, conclui-se que a presença de energias renováveis no SEN, designadamente, os sistemas fotovoltaicos e os sistemas eólicos, provocam alterações significativas no comportamento da rede. Observa-se ainda que as energias renováveis obrigam a alterações de fundo na estrutura da rede, essencialmente regulações de transformadores elétricos e construções de novos ramais. Novos procedimentos de segurança tiveram que ser implementados para albergar as energias renováveis de modo a salvaguardar a segurança no abastecimento elétrico. O tipo de FER é importante no comportamento da rede, pois teve-se oportunidade de averiguar que os sistemas fotovoltaicos são mais prejudiciais à estabilidade da rede BT, do que os sistemas eólicos.

CAPÍTULO 6 - SOLUÇÕES DE INTERVENÇÃO

Tendo por base os casos de estudo acima analisados, e os problemas observados, foram já propostas um conjunto de soluções, de modo a tentar mitigar os problemas levantados ao longo deste trabalho. No entanto, muito mais pode e deve ser feito, nesse sentido pretende-se no presente capítulo, dar um conhecimento mais aprofundado do que de melhor se está a fazer nesta área e poderá vir a ser feito.

A atual rede de distribuição que Portugal possui, encontra-se ainda pouco preparada para trabalhar com as constantes oscilações entre a oferta e a procura de energia elétrica (Ulrich, 2011).

6.1. Soluções tecnológicas

As smart grids ou redes inteligentes aparecem como umas das soluções possíveis para ajudar este cenário, pois permitem uma lógica de monitorização de toda a rede, através de sistemas de sensores que asseguram a informação em tempo real, necessária para garantir um constante balanceamento de cargas e a prevenção de avarias (Ulrich, 2011).

A bidirecionalidade da rede inteligente permite a reação imediata às ações dos consumidores e produtores, sempre que é injetada energia na rede ou é solicitado um aumento de potência. As smart grids trazem também inteligência à rede elétrica através da relação produtor/consumidor, entre outras vantagens, tais como poupanças de energia e emissões de CO₂ (Ulrich, 2011).

A monitorização dos consumos pode ser feita com base em leituras reais e a informação sobre equipamentos que mais consomem, dando ao cliente um papel ativo na eficiência energética da sua instalação e ao operador a capacidade de lhe oferecer constantemente produtos mais adaptados ao seu perfil (Ulrich, 2011).

Na figura 50, seguidamente ilustrada, é possível ver o comportamento dinâmico que uma rede moderna e interativa deve ter, onde se destaca a monitorização em tempo real de todas as ações.

Alterações da rede elétrica nacional, provocadas pela introdução das energias renováveis

Figura 50. Sistema protótipo de gestão eficiente de energia, através de uma smart grid.



Fonte: Ulrich, 2011.

As tecnologias que servem de base as smart grids, nos dias de hoje, como é o caso dos compensadores estáticos⁹ de energia reativa (Var) e séries de capacitores, permitem um maior fluxo de energia através das linhas de transmissão existentes e melhoram em muito a estabilidade de tensão, o que torna a rede de energia mais resistente às oscilações do sistema (Ulrich, 2011).

Além de controlar a tensão, este sistema pode armazenar a energia excedente gerada por produções eólicas, podendo, posteriormente, ser utilizada para nivelar os picos de carga na rede. Dessa forma, a energia eólica gerada pode ser utilizada da forma mais eficiente possível (Ulrich, 2011).

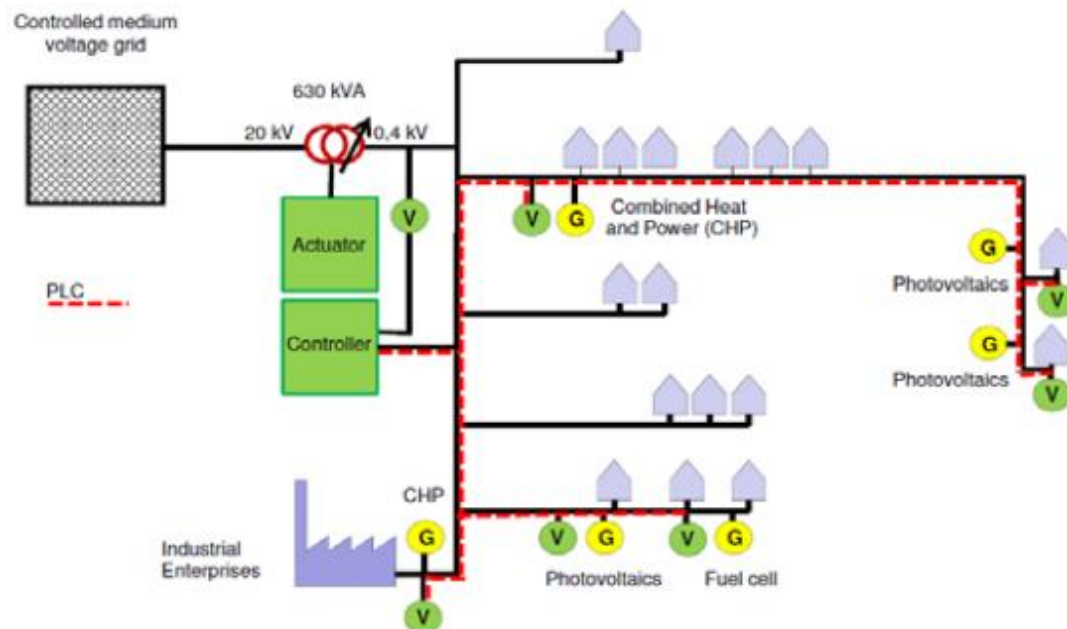
Outro desafio é deslocar a energia renovável produzida em lugares remotos, isto é, a transmissão de energia através de milhares de quilómetros com perdas excecionalmente baixas é também uma realidade com estes sistemas. Neste sentido começam a surgir equipamentos, tais como, transformadores de rendimento variável automaticamente, alguns projetos-piloto desde tipo já foram implementados, nomeadamente na Alemanha (Ulrich, 2011).

No entanto, todas estas soluções exigem um sistema de regulação inteligente que faça a gestão dos locais a regular, bem como as quantidades dos ajustes. Outra das perspetivas é que os sistemas permitam aos transformadores em redes de baixa tensão, serem regulados de forma paralela, minimizando as cargas adicionais de energia reativa circulantes nas correntes (Ulrich, 2011).

Nas figuras 51 e 52, seguidamente apresentadas, é possível ver esquematicamente este último tipo de ajuste, permitindo-se assim a relação entre diferentes linhas de BT, paralelas umas às outras.

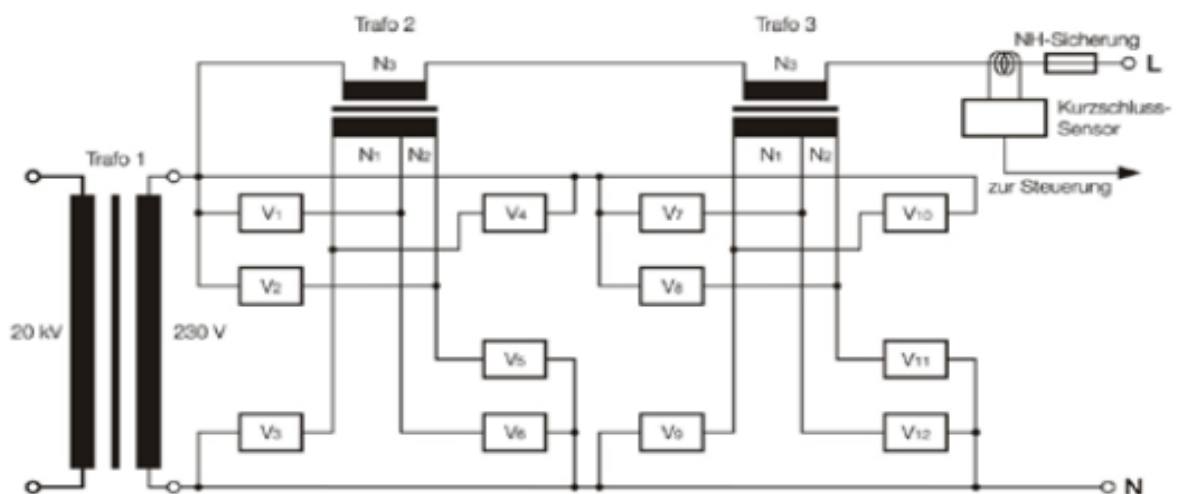
⁹ À saída de um controlador, produz-se uma corrente, que serve de referência a um gerador. Dependendo da corrente de referência, o gerador de energia reativa, compensa, injetando potência reativa ou absorve. Fazendo com que a tensão, se aproxime da tensão de referência.

Figura 51. Representação de redes em BT monitorizadas a todo o instante por controladores.



Fonte: Ulrich, 2011.

Figura 52. Esquema de ligações entre linhas paralelas da rede BT.



Fonte: Ulrich, 2011.

Nas figuras 51 e 52, é possível observar as regulações das redes em paralelo. Isto torna possível criar um centro de controlo aos diferentes troços da rede, podendo estes servirem de auxílio uns dos outros, quando há necessidade de correção de alguns parâmetros da rede. Em suma deve-se olhar para a rede como uma só estrutura, permitindo a compensação de alguns parâmetros através dos troços de redes vizinhas, situação esta que nas redes atuais é de todo impensável pois, cada ramal segue o seu percurso separadamente de todos os demais.

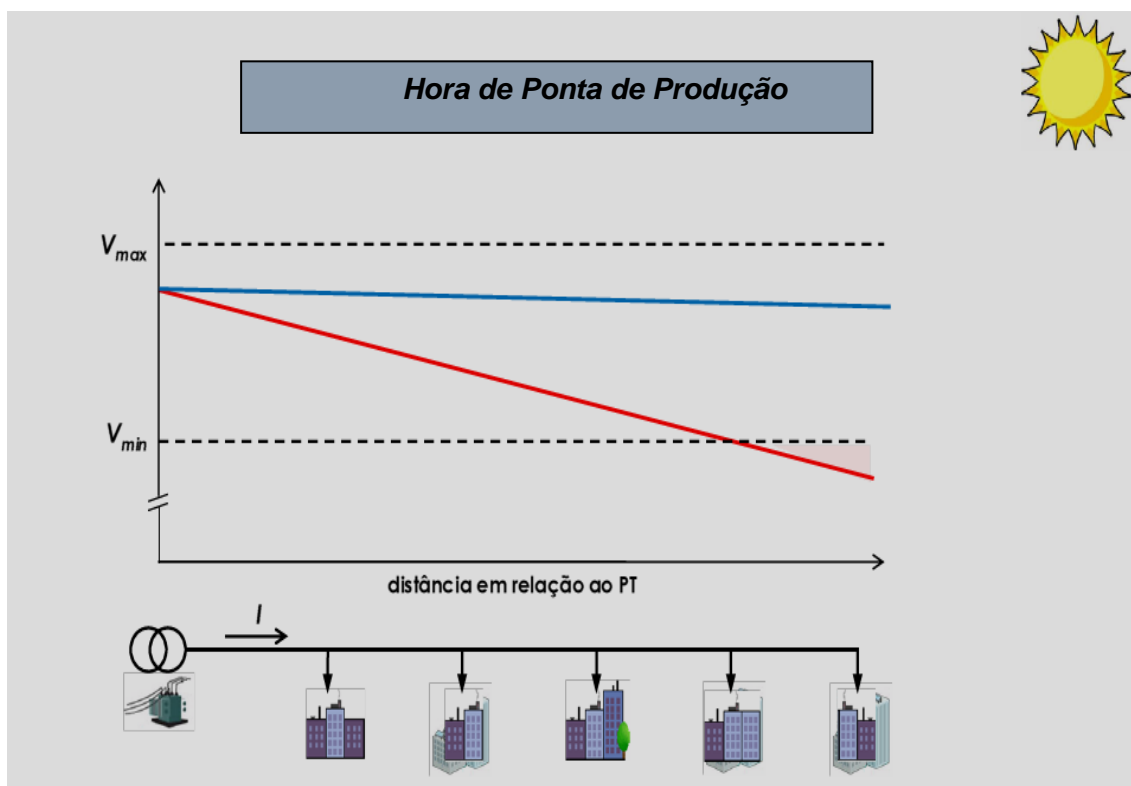
6.1.2. Mitigação da queda de tensão pelas produções descentralizadas

Como foi demonstrado nos casos estudados, nomeadamente nos fotovoltaicos referentes às microgerações, a introdução de produções descentralizadas, no decorrer da rede de distribuição pode levantar alguns problemas. Todavia, se esta introdução for bem dimensionada e regulada, as fontes podem ser benéficas, no mitigar de alguns aspetos negativos da rede, nomeadamente no que diz respeito à queda de tensão (Gonçalves, 2011).

Os sistemas de microgeração podem fazer parte de uma solução, pois é possível que estes corrijam situações negativas da rede, nomeadamente nos casos onde a queda de tensão, se faz sentir de forma mais acentuada. A injeção de potência na rede pode ajudar, a esta, a atingir os seus valores de referência proporcionando aos consumidores um serviço de qualidade (Gonçalves, 2011).

Na figura 53 e na figura 54, seguidamente apresentadas, é possível verificar que existe uma tendência natural para uma queda de tensão no decorrer das linhas elétricas, podendo de certa forma ser corrigida, pelas FER descentralizadas.

Figura 53. Queda de tensão com o aumento da distância (metros) ao PT.

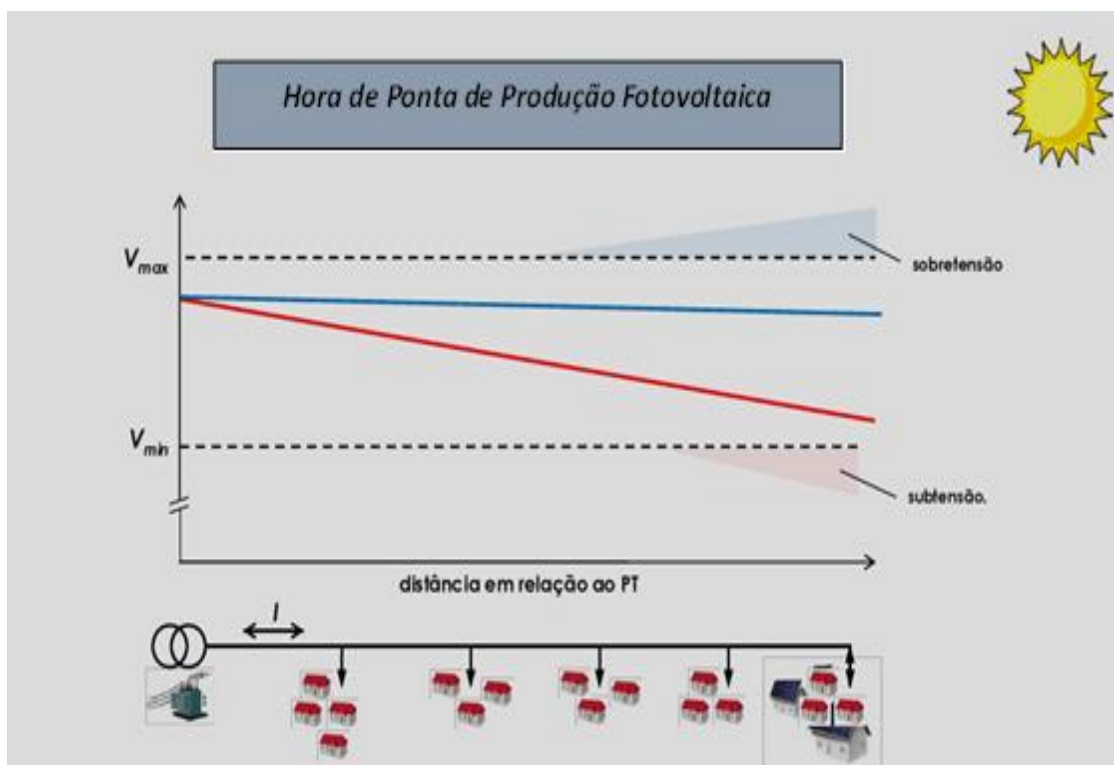


Fonte: Gonçalves, 2011.

Como se pode observar na figura 53, com o aumento da distância (metros) entre os transformadores e o fim da linha, existe a tendência natural para uma queda de tensão ao longo da linha, quer seja por efeito de joule quer pela potência consumida ao longo da mesma. Pois com o aumentar da corrente elétrica consumida (I) ao longo da linha, verifica-se um diminuir da tensão (V) ao longo da mesma (Gonçalves, 2011).

É de todo possível, fazer das FER distribuídas ao longo da rede elétrica uma solução para o problema da queda de tensão, tal situação é visível na figura 54, seguidamente apresentada

Figura 54. Mitigação da queda de tensão com a introdução de microgerações na rede elétrica.



Fonte: Gonçalves, 2011.

Como se pode ver na figura 54, a introdução de pontos produtores de energia ao longo dos troços da linha elétrica, pode ser uma solução para o problema da queda de tensão, pois permite que ocorram compensações de tensão. Porque quando a linha apresenta tendência para perder os seus valores de referência, as produções descentralizadas através da injeção de energia, dentro dos valores de referência, fazem subir a tensão para valores perto dos valores ideais, seja, $230 V_{nom}$ (Gonçalves, 2011).

6.2. Smart grid nos sistemas fotovoltaicos e sistemas eólicos

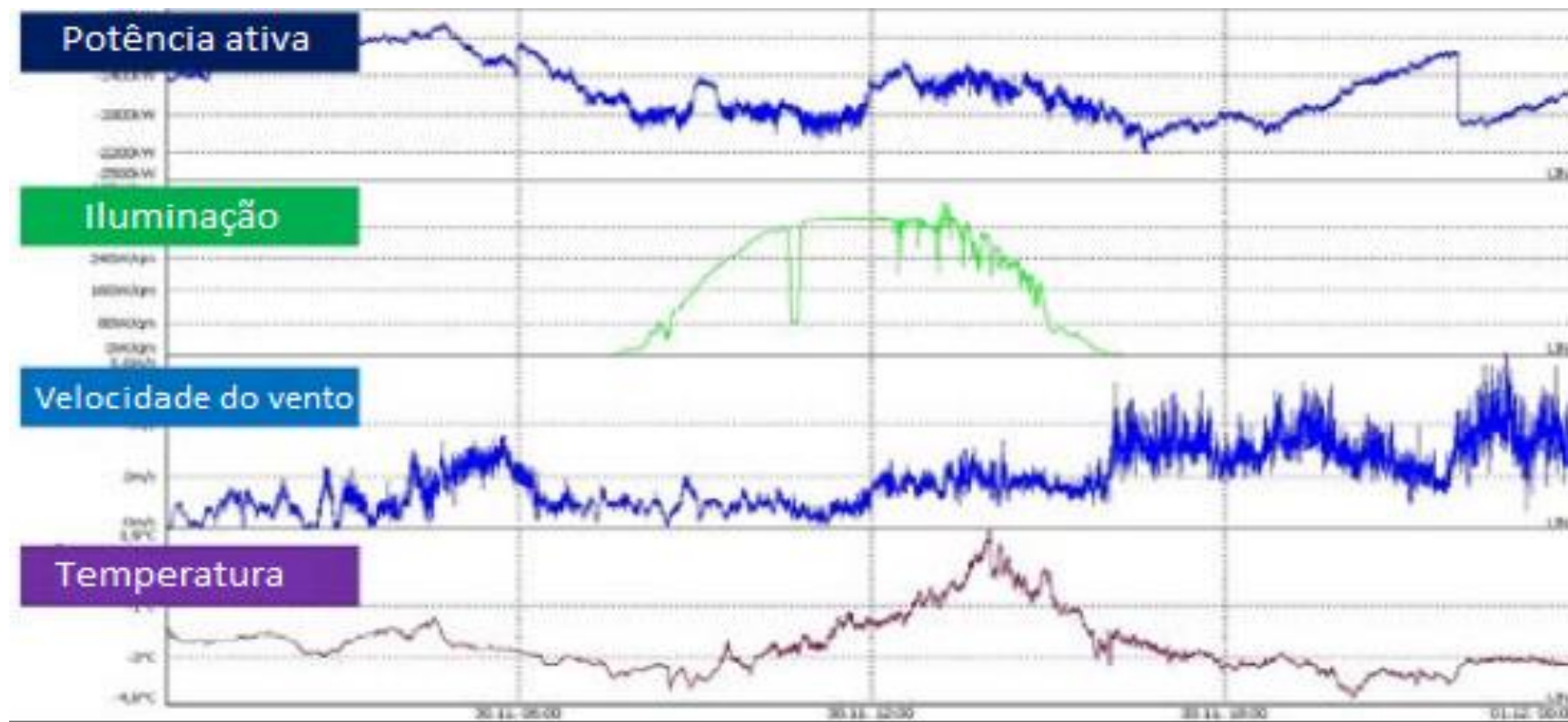
De modo a rentabilizar ao máximo as smart grids é necessário a avaliação constante dos sistemas a montante e a jusante das subestações e PT's.

No que toca aos sistemas fotovoltaicos é de todo necessário medir a intensidade da luz e a temperatura, no intuito de obter os valores concretos de corrente e tensão a cada instante.

Estes registos são também válidos para produções de energia eólica, do ponto de vista da velocidade do vento a cada instante. Torna-se assim necessário colocar

sensores ao longo da rede, de modo a obter estimativas das quantidades de energias esperadas ao longo dos dias, face as oscilações atmosféricas, figura 55 (Ulrich, 2011; Blajszczak *et al.*, 2011).

Figura 55. Monitorização de vários indicadores atmosféricos.



Fonte: Blajszczak *et al.*, 2011.

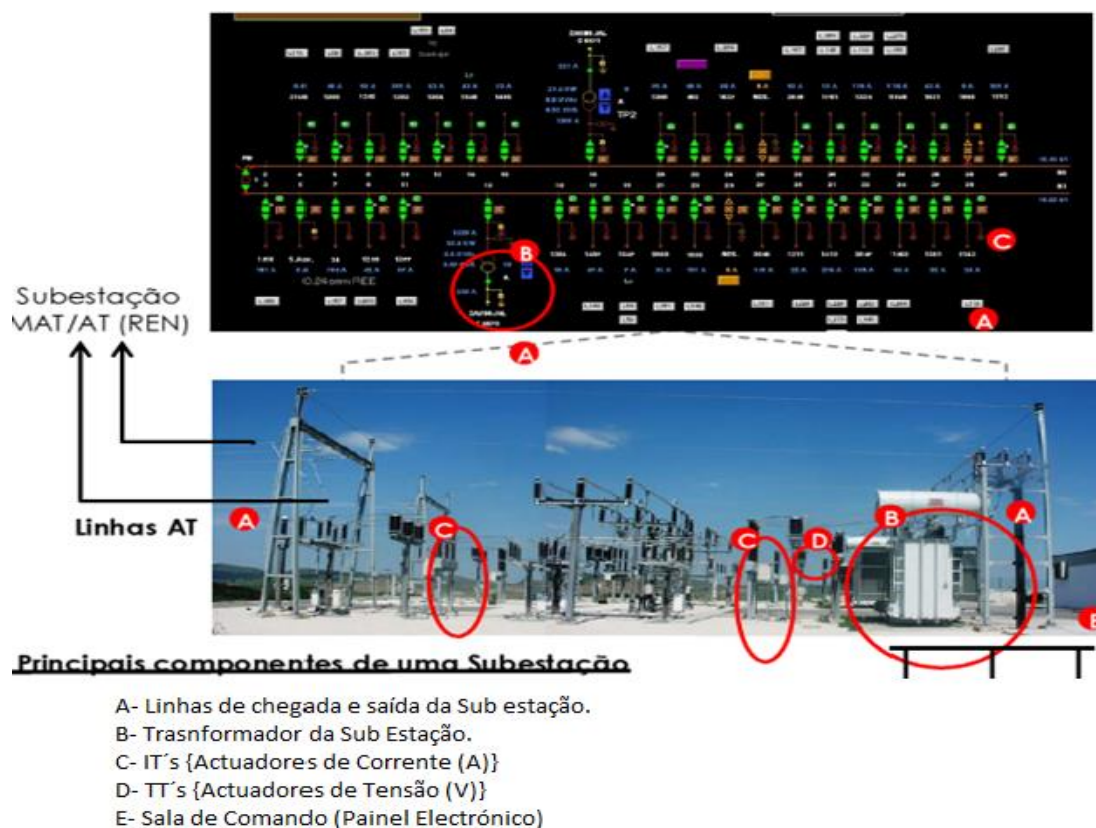
Os dados recolhidos através dos diversos sensores distribuídos ao longo da rede, são então tratados e enviados para o sistema de gestão para serem armazenados numa base de dados central, como se pode verificar na figura 55 (Blajszczak *et al.*, 2011).

Na atual rede os sensores não são capazes de medir os processos dinâmicos, sendo assim, necessária tecnologia de medição adicional para este propósito. Por exemplo, no caso dos aerogeradores uns influenciam os outros, devido às deslocações de massas de ar, os sistemas de monitorização dinâmica são já usados para detetarem as avarias de redes e ajustarem as medidas mitigadoras em tempo útil (Ulrich, 2011).

Os efeitos das mudanças de topologia de rede e necessidade de respostas rápidas, devidas à carga dinâmica alterada a cada instante, que influencia as características da rede de abastecimento, requerem uma análise da rede dinâmica, de forma a criar modelos matemáticos de gestão (Rodrigues e Estanqueiro, 2011). É de extrema importância a monitorização em vários patamares da rede, como a prevenção de falhas, fracassos de rede e aproveitamento de todas as potencialidades (Ulrich, 2011; Rodrigues e Estanqueiro, 2011).

Na figura 56, apresenta-se o esquema tipo de uma dada subestação, onde chega grande parte de todas as produções e se executa a distribuição pelas diferentes linhas elétricas das potências produzidas, a cada instante fazendo face às necessidades de cada linha. Para que este sincronismo seja perfeito é necessário uma constante monitorização de todo o sistema, começando pelas condições atmosféricas e terminando nos locais de consumo com o produto final, eletricidade.

Figura 56. Esquema de tipo de uma subestação com monitorização constante.



Fonte: Ulrich, 2011.

Um sistema de monitorização dinâmico usa como guia as tensões de entrada dos vários sistemas na subestação. De forma a alimentar os barramentos das subestações (componente da subestação onde entra a energia elétrica de montante e parte para as linhas elétricas a jusante da subestação), os valores medidos são analisados por meio de uma análise espectral, que concentra em mudanças de amplitude os conjuntos de tensões da rede. Além de monitorizar a tensão, todas as frequências dentro do intervalo 000,5 a 98 Hz, são também medidas continuamente e precisamente, obtendo-se, assim, um conjunto de indicadores essenciais para a estabilidade da rede (Ulrich, 2011).

Na tabela 6, apresenta-se um resumo das possíveis soluções para melhorar a integração das FER, no sistema elétrico, focando essencialmente a questão das microgerações a jusante dos PT's.

Tabela 6. Soluções tipo, para integração de microproduções nos diversos troços da rede elétrica.

<u>Soluções para facilitar a integração de microgerações</u>	
Operação	<i>Ajuste dos transformadores</i>
	<i>Equilibrar as cargas por fases</i>
	<i>Introduzir reguladores de carga à saída dos PT's</i>
	<i>Avaliar a viabilidade técnica dos pedidos de ligação de novas instalações</i>
Prevenção	<i>Alterar o controlo do inversor em situações de sobre tensão (requer autorização)</i>
	<i>Impor utilização de inversores trifásicos quando necessário</i>
Estrutural	<i>Reforço de condutores</i>
	<i>Construção de novos PT's</i>
<u>Smart grids</u>	<i>Utilização de diagramas de carga e produção para planeamento</i>
	<i>Interface com os inversores para controlo ativo da produção e consumo</i>

Fonte: Gonçalves, 2011.

6.3. Utilização de smart grids

6.3.1 Smart grid em Portugal

Em fevereiro de 2010, foram detalhados os planos para a primeira cidade smart do país, nomeadamente na cidade de Évora, onde já foram instalados quase 50 mil contadores inteligentes que fazem parte da primeira fase do projeto liderado pela EDP-Distribuição (Rodrigues e Estanqueiro, 2011). Até 2017 estima-se que os seis milhões de clientes da EDP-Distribuição deverão estar cobertos pela alteração, ganhando acesso à informação mais precisa sobre o seu consumo energético e a possibilidade de agir em função disso, por exemplo, alterando a potência contratada, o tipo de contrato ou as horas de funcionamento de um dispositivo elétrico de consumo, tendo sempre por base a salvaguarda do meio ambiente e a qualidade dos serviços fornecidos (INESCTEC, 2012).

Na figura 57, apresenta-se o esquema tipo de uma rede, alinhada com o princípio das smart grids (Gonçalves, 2011).

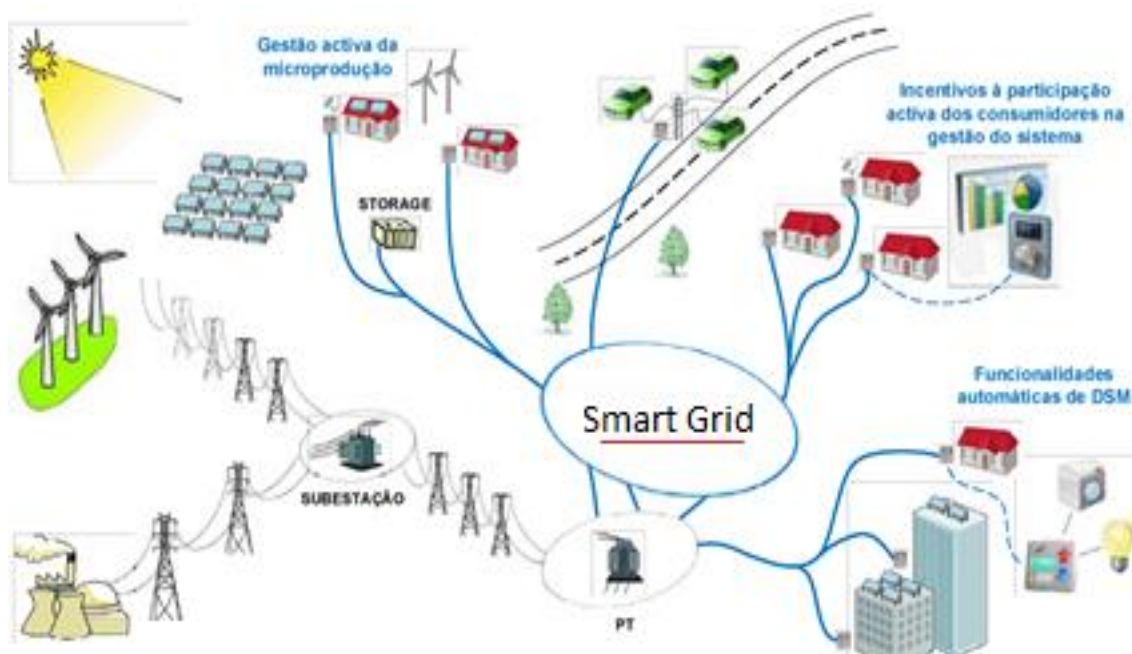


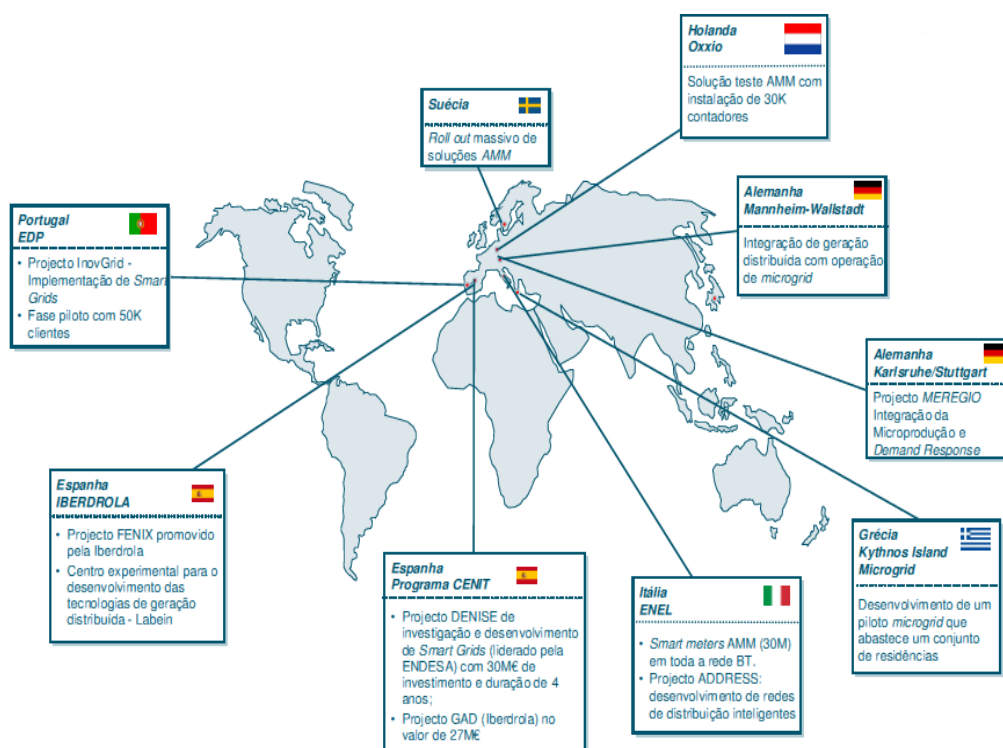
Figura 57. Sistema de gestão de redes elétricas - Smart Grid.

Fonte: Gonçalves, 2011.

6.3.2. Smart grid na Europa

Na figura 58, é possível ver todo um conjunto de projetos smart grid que estão a ser desenvolvidos em diversos países da comunidade europeia.

Figura 58. Exemplos de sistema de gestão de redes elétricas na Europa.



Fonte: Messias, 2009.

Os projetos smart grid, são cada vez mais uma realidade pela Europa fora, e os seus testes são nos dias de hoje uma realidade. Tudo isto é feito com o intuito de se obter, num futuro próximo, uma rede europeia inteligente, capaz de dar respostas às maiores dificuldades da rede elétrica a cada instante, de uma forma eficaz e eficiente, procurando sempre a diminuição da pegada ecológica associada a todo este processo energético (Messias, 2009).

Para lá dos projetos mencionados na figura 58, outras ambiciosas iniciativas decorrem pelo mundo visando alcançar uma transformação tecnológica na área das redes inteligentes. Nos Estados Unidos, o "Advanced projeto de Infraestrutura de Medição" (AMI), vai permitir a integração de 600 mil clientes numa infraestrutura de rede inteligente, através de um subsídio do departamento de energia dos EUA.

Ao mesmo tempo a Escócia lançou um projeto de teste para smart grid, designado de “SCOTTISHPOWER” em Glasgow, no intuito de incrementar melhorias da confiabilidade e da qualidade do fornecimento de eletricidade (Iberdrola, 2009-2010).

6.4. Custos e benefícios das smart grid's

De uma perspetiva económica importa saber até que ponto a introdução de smart grid's na rede elétrica, pode ser uma mais-valia. De uma forma resumida podemos definir as metas das smart grids, como um(a) (Pullins, 2009):

- Visão para uma rede moderna;
- Alargar do sector para novas partes interessadas;
- Auxiliar na identificação dos benefícios e das barreiras;
- Facilitar na resolução de problemas;
- Comunicar e educar todas as partes interessadas;
- Iniciar de um modelo de negócio diferente no futuro.

Por outro lado as principais características destas redes interativas são (Pullins, 2009):

- Conhecer a rede intercomunitária de uma forma mais pormenorizada;
- Aumento da participação pelos consumidores;
- Criar gestão nas opções de armazenamento;
- Oferta de produtos, serviços e mercados;
- Incrementar qualidade na economia digital;
- Utilização e operação de forma eficiente da rede;
- Antecipar e responder às perturbações do sistema;
- Resposta contra ataques e desastres naturais.

6.4.1. Benefícios das smart grid

São diversos os benefícios que as smart grid podem trazer, esses mesmos benefícios podem ser distribuídos por diversos patamares da sociedade, como o sector público e social.

De entre os benefícios sociais, destaca-se (Pullins, 2009):

- Confiança na rede elétrica;

- Minimização da duração de interrupções momentâneas;
- Qualidade e segurança da energia elétrica;
- Rácio entre a potência distribuída face à potência total;
- Participação dos consumidores nos mercados económicos de energia;
- Definição dos valores de pico e da média dos preços da energia por região;
- Custos do congestionamento de transmissão;
- Custo de interrupções e distúrbios da qualidade de energia;
- Custo exato da energia entregue.

De uma perspetiva governamental, a criação de benefícios carece de um conjunto de medidas que devem ser tomadas, como é o caso de (Pullins, 2009):

- Preparar o ambiente regulatório para incentivar a transformação;
- Tomar medidas sérias e imediatas para reduzir o pico de taxa média de capacidade;
- Melhoria da eficiência operacional, muitas vezes refletida nos consumidores;
- Criar benefícios sentidos diretamente pelos consumidores;
- Melhor qualidade ambiental;
- Igualar os benefícios sentidos nas regiões fora dos grandes centros;
- Gerar bem-estar na sociedade.

Após o desenvolvimento deste conjunto de medidas prevê-se que outros benefícios indiretos relacionados com a criação das smart grid's apareçam, nomeadamente (Pullins, 2009):

- Criação de empregos e estimulação da economia;
- Maior controlo da dependência de fontes de energia estrangeiras;
- Mudança climática, através do melhor aproveitamento das FER;
- Segurança nacional;
- Impacto nos veículos elétricos, através da disseminação da rede elétrica por todos os locais.

6.4.2. Marcos da smart grid

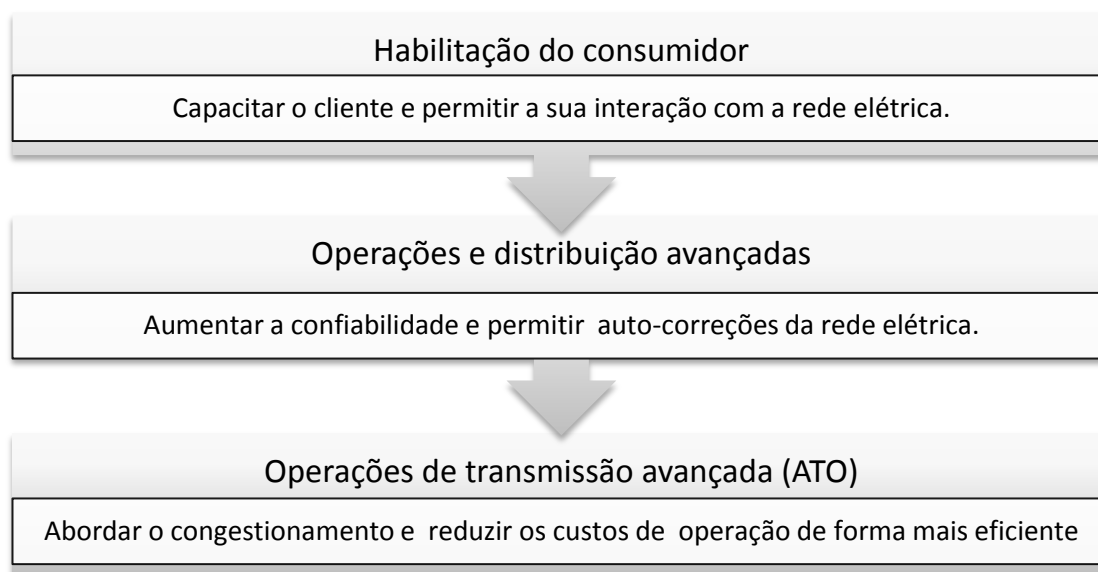
A construção de uma rede inteligente é uma construção complexa, vários marcos terão de ser vencidos de modo a se obter um projeto final de grande qualidade.

Na tabela 7 encontra-se ilustrado os passos a cimentar, na construção de redes inteligentes, iniciando-se na habilitação do consumidor, passando pelas alterações nos

sistemas de operação e distribuição, chegando até ao patamar das operações de transmissão em redes de maior potência elétrica.

Cada marco requer a implantação e integração de diversas tecnologias e suas aplicações (Pullins, 2009).

Tabela 7. Marcos de uma smart grid (Pullins, 2009).



Fonte: Pullins, 2009.

6.4.3. Viabilidade económica de smart grid's

Seguidamente apresenta-se o resultado de um levantamento feito sobre os custos e benefícios da modernização da rede elétrica existente sobre o princípio smart grid. Os dados recolhidos e analisados, são referentes à rede elétrica dos EUA (Pullins, 2009).

De realçar que os estudos de viabilidade económica sobre smart grid, são ainda poucos, muito pelo facto de até ao presente os investimentos feitos serem projetos-piloto.

Os custos em modernização deste empreendimento, são de aproximadamente 124 biliões de euros para o período de 20 anos, sendo que deste valor, 95,25 biliões de euros serão para o sector da distribuição de energia e os restantes 28,50 biliões de euros serão investidos no sector da transmissão de energia elétrica. A estes investimentos é ainda necessário adicionar os valores de 6,3 biliões de euros por ano para as atividade de negócio e mais 13,5 biliões de euros valor de investimento anual (Pullins, 2009).

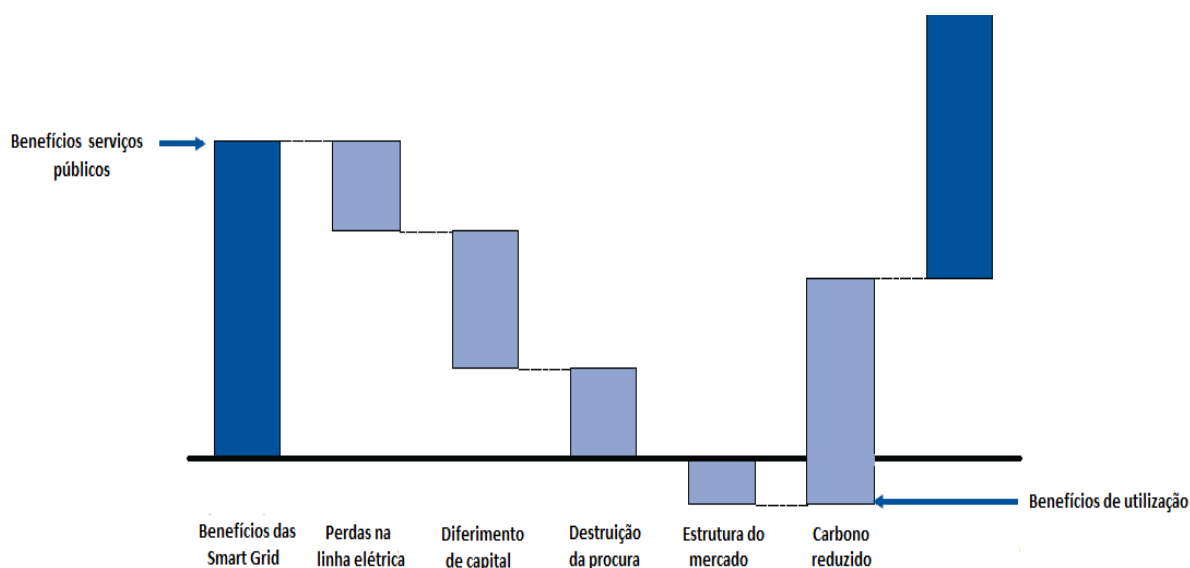
Com base nas suposições subjacentes, nesta comparação custos/benefícios observa-se que os benefícios das smart grid no futuro do sistema de energia compensam

significativamente os custos. Pois pressupõem-se que a totalidade dos lucros se situe entre os 478,50 a 601,50 biliões de euros, valores para 20 anos (Pullins, 2009).

Marcos regulatórios e políticas determinam a economia deste negócio e, portanto, o que pode ser contabilizado no caso de benefícios é o que pode ser rentabilizado e permanecer neutro para o consumidor em termos de custos (Gellings, 2011).

Na figura 59, representa-se a forma como esses benefícios podem ser atribuídos.

Figura 59. Cenário da rentabilização de uma smart grid.



Fonte: Gellings, 2011.

Conforme ilustrado na figura 59, a smart grid pode ser considerada como uma estrutura com benefícios públicos e sociais, mas devido aos desalinhamentos políticos e regulamentares, o investimento torna-se por vezes menos atraente (Gellings, 2011).

Do lado dos benefícios públicos, o primeiro incentivo passa por remover ineficiências do sistema, nomeadamente as perdas de linha na rede, o que pode baixar a produção de energia. O retorno sobre os investimentos implementados (diferimento de capital) é uma necessidade do investimento, juros e outros movimentos de capital, devem ser contabilizados. A destruição da procura de eletricidade realizada através de consumidores habilitados irá retirar os lucros do negócio, o que poderá ter alguns reflexos económicos. A estrutura do mercado, onde o utilizador pode criar uma situação em que são necessários investimentos de benefício limitado pode ser outra debilidade do investimento (Gellings, 2011).

O resultado final numa vertente puramente financeira fornece uma ligeira visão negativa sobre o investimento em smart grid (Gellings, 2011).

Mas essa perspetiva é invertida através dos efeitos positivos da redução de gases de efeito estufa e da melhoria da confiabilidade da rede (Gellings, 2011).

No lado dos custos da equação, não há como evitar o facto de as tecnologias inteligentes serem caras na implementação, o nível atual de maturidade, o direito de levar em consideração o risco associado com a entrega entre outros factores. No entanto, existem maneiras em que os decisores políticos e reguladores podem ajudar a mitigar esse risco, reduzir o custo fixo procurando economias de escala, mais estratégias de comunicação digital sem fio de alta velocidade e / ou fibra são algumas das hipóteses (EPRI, 2004).

6.4. Conclusões

O desenvolvimento de uma grande rede elétrica europeia, com grande disponibilidade de transporte de energia e em grandes quantidades, será sem sombra de dúvida um dos desafios mais importantes para o desenvolvimento sustentado deste sector. O aumento dos pontos de produção, espalhados pelos vários cantos da Europa, aproveitando os melhores recursos de cada região, juntamente com a questão comercial da liberalização dos mercados elétricos, leva a que se deva olhar para a rede elétrica de uma forma mais alargada.

O excesso de energia elétrica de alguns países e a necessidade de outros, em conjunto com momentos de cheia e vazio de cada país, pode ser de todo equilibrado, através da construção de uma rede europeia dinâmica, de grande capacidade em termos de potência, capaz de traçar um perfil de consumo europeu e não simplesmente local.

As smart grid, que neste momento despontam pela Europa fora, são a rampa de lançamento deste caminho, pois através do controlo local, será muito mais fácil chegar ao controlo europeu, tendo sempre por base a eficiência e a fiabilidade do sistema a todo o instante.

CAPÍTULO 7 – CONCLUSÃO

É, por demais evidente que a introdução de energias renováveis no panorama internacional e nacional é uma necessidade atual e futura. As soluções tecnológicas que nos últimos anos têm despontado são, sem sombra de dúvida, um grande avanço para a humanidade e para a construção sustentada das sociedades. Contudo é necessário fomentar um crescimento ajustado às necessidades de cada local geográfico.

Pode-se demonstrar que a introdução não planeada de sistemas de produção ao longo da rede elétrica pode ser extremamente prejudicial à qualidade e segurança da mesma. Neste aspeto há a salientar a produção descentralizada de microprodutores, nomeadamente, os fotovoltaicos, mais vulgarizados e disseminados pelo território nacional, essencialmente no que diz respeito aos valores de tensão que estes adulteram ao longo dos troços da rede elétrica. Este conjunto de alterações pode ser tanto prejudicial para os clientes comuns de eletricidade, próximos dos pontos de produção, como para os produtores, que por vezes não conseguem injetar na rede a sua produção, devido à sobrecarga da mesma, como se pode constatar no caso de estudo II, deste trabalho.

Os sistemas de grande porte, designadamente os sistemas eólicos, podem também, por vezes, ser prejudiciais para o bom comportamento da rede, no que diz respeito ao congestionamento da linha elétrica e introdução de energia reativa em horas de vazio, acima do permitido, no entanto verifica-se que de um modo geral o seu comportamento, tendo por base o estudo executado, é ajustado com as necessidades do SEE.

Perante os casos de estudo realizados nesta dissertação conclui-se, ainda, que os pontos produtores de grande potência podem ser menos nefastos à rede que os de pequeno porte (microgerações), devido, em muito, aos grandes controlos eletrónicos de injeção na rede de potência, de filtros de rede e transformadores de potência ajustáveis, que se acoplam na estrutura destes empreendimentos. Não se podendo, contudo, fazer uma analogia entre os dois sistemas.

Tendo por base o leque de perguntas que se levantou no início do Capítulo 5, ponto 5.1, e tendo por base os resultados obtidos, é possível responder às 4 questões formuladas (a, b, c, d) de forma afirmativa, o que realça ainda mais importância deste tema nos dias que correm.

No entanto as soluções para estes problemas estão, neste momento, a dar os primeiros passos. A gestão em tempo real da rede, consumos/produções é sem dúvida um dos pontos de grande expansão tecnológica em tempos futuros.

Ao mesmo tempo em que novas tecnologias, especialmente a eletrónica de potência, dados de medição computacionais e smart grid, permitem usar de forma mais consciente as fontes produtoras de energia distribuídas pelas redes, as exigências destas mesmas redes são também maiores, tornando-se assim necessário torná-las o mais eficientes e seguras quanto possível.

Existe ainda a necessidade de compensar eventuais flutuações de energia, provocadas pelas oscilações atmosféricas, o que obriga a manter reservas de energia disponíveis a todo o instante. Uma forte ligação de redes elétricas transfronteiriças, entre os diversos países, seria um ponto-chave, para este sector. Pois nas atuais circunstâncias, a forte estrangulação de trânsito de potência entre países é um entrave ao crescimento sustentado do sistema elétrico.

A quantidade e o tempo de acesso dessas reservas devem ser ajustadas às necessidades reais, porém tudo isso envolve custos operacionais elevados, de que resulta um entrave à expansão das fontes de energia renovável.

No que toca à legislação em vigor para este setor estão já criadas muitas medidas, mas o constante aumento do número de produções obriga a sistemáticos reajustes nas mesmas. Todavia todos esses entraves devem ser ultrapassados de modo a que num futuro próximo possamos ter uma maior eficiência energética e uma menor pegada ecológica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Almeida, P. M. P. R. (2007). *Impacto de níveis elevados de penetração de Microgeração no Sistema Eléctrico Português*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

APREN. (2012). *Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal Continental em 2012*. Acedido em: 21 de novembro de 2012, em: <http://www.apren.pt/dadostecnicos/index.php?id=380&cat=266>

APREN. (2013). Acedido em: 25 de Fevereiro de 2013, em: <http://www.apren.pt/dadostecnicos/index.php?id=400&cat=273>

Assunção, A. M. C. (2008). *Integração de Microgeração em Larga Escala nas Redes de Baixa Tensão*. Dissertação para a obtenção de Grau Mestre em Engenharia Industrial. Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Bragança. Instituto Politécnico de Bragança.

Barros, N. J. O. (2011). *Análise do Impacto da Integração de Energias Renováveis em Redes Distribuição*. Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Bernardo, J. (2010). *Contributo das Energias Renováveis em 2020*. Instituto Elo de Desenvolvimento. Fórum Renováveis Magazine. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Blajszczak, G.; Antos, P.; Wasiluk-Hassa, M. (2011). "Smart grid accommodation of distributed generation for more reliable quality of supply." International Conference on, Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU).

Castro, R. M. G. (2004). *Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Condições Técnicas da Ligação da Produção Descentralizada Renovável*. Instituto Superior Técnico. 4ª Edição.

Consultoria e análise+. (2009). Edifício com Energia Fotovoltaica - Alemanha. Acedido em: 27 de outubro de 2012, em: <http://www.consultoriaeanalise.com/2009/12/edificios-com-energia-fotovoltaica.html>

Cruz, R. e Ventura, R. (S/D). *Integração da Energia Eólica na Rede*. Projecto de Produção e Planeamento de Eletricidade. Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Universidade de Coimbra.

DGEG. (2012). *Direcção Geral de Energia e Geologia*. Acedido em: 23 de outubro de 2012, em: <http://www.dgeg.pt/>

DR (1999). Despacho nº13615/99. *Diário da República, II Série, de 22 de outubro de 1999*. Estabelece as condições técnicas de exploração de redes de distribuição (RD) integradas no Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), bem como as condições técnicas de ligação das entidades ligadas às RD.

DR (2002). Despacho nº 68/2002 de 25 de março. Diretor-geral de Energia, de 29 de Outubro de 2003. Procedimentos de Licenciamento de instalações eléctricas de microprodução com autoconsumo do grupo.

DR (2011). Decreto-Lei nº 34/2011, 8 de março. *Diário da República, I Série nº 47, de 8 de março de 2011*. Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de miniprodução.

DR (2012). Decreto-Lei nº 26/2012, 6 de fevereiro. *Diário da República, I Série nº 26, de 6 de fevereiro de 2012*. Suspende a atribuição de potências de injeção na Rede Eléctrica de Serviço Público.

Duarte, P. A. da S. C. (2010). *Interface de um Gerador Eólico de Pequena Potência com a Rede Eléctrica*. Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrónica Industrial e Computadores. Escola de Engenharia. Universidade do Minho.

EDP – Energias de Portugal. (2005). *Manual de qualidade de energia eléctrica em colaboração com o ISR*. Departamento de Engenharia Electrotécnica da Universidade de Coimbra.

Energias Renováveis. (S/D). *Energia Cinética dos Ventos*. Acedido em : 17 de outubro de 2012, em: [http://apEnergiasrenovaveis.wordpress.com/eolica/Energia-cinetica-dos-ventos/\(REF 40\)](http://apEnergiasrenovaveis.wordpress.com/eolica/Energia-cinetica-dos-ventos/(REF 40))

Fernandes, N. R. G. D. (2010). *Impacto da Ligação de Geradores Eólicos na Rede de Distribuição*, Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Instituto Superior Técnico. Universidade Técnica de Lisboa.

Figueira, A. (2011). *Maximização do aproveitamento de fontes Renováveis endógenas nas redes eléctricas da Madeira e Porto Santo: Constrangimentos, motivações e soluções*. Acedido em: 12 de janeiro de 2011, em:

http://www.proyectotres.org/phocadownload/agostinho%20figueira_eem.pdf

Gellings, W. C. (2011). EPRI ups Estimates of Smart Grids' Investment Benefits. Acedido em: 29 de agosto de 2013, em:

<http://smartgrid.ieee.org/may-2011/102-epri-ups-estimates-of-smart-grids-investment-benefits>

Gonçalves, R. (2011). *Mini/microprodução nas direcções de redes e clientes, impacto da microprodução nas redes BT*. Seminário de Redes Eléctricas Evolução e Desafio. Lisboa.

Humberto, J. (2004). *Qualidade de Energia – regulamentação e normalização*. Acedido em: 27 de outubro de 2012, em:

<https://www.google.pt/#q=Qualidade+de+Energia+%E2%80%93+regulamenta%C3%A7%C3%A3o+e+normaliza%C3%A7%C3%A3o>

Iberdrola (2009-2010). *Innovation Report*. Acedido em: 2 de outubro de 2013, em:

http://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/en/doc/innovacion_informe.pdf

INESCTEC. (2012). *Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto*. Acedido em: 27 de outubro de 2012, em:

<http://www2.inescporto.pt/use/noticias-eventos/nos-na-imprensa/smart-grids-uma-oportunidade-dourada-para-o-sector-de-ti-1>

ISR e EDP (2011). *Manual de ligações à rede de serviço público – Guia técnico e logístico de boas práticas*. 2ª Edição.

Korchinski, W and Morris, J. (2013). *The Limits of Wind Power*. Adam Smith Institute.

Lopes, A. M. (2009). *Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal*. Dissertação para a obtenção de Grau Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Lopes, J. A. P. (2002). *Produção e Transporte de Energia 2 – Definição de Condições de Ligação à Rede*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Magalhães, J., Elyseu, J., Pedroso, P. (2011). *Prospetiva da evolução sectorial em Portugal*. ANESPO – Associação Nacional de Escolas Profissionais e ANEQ - Agência Nacional para a Qualificação.

Martins, J. S.; Couto, C.; Afonso, J. L. (2003). *Qualidade da Energia Elétrica*, 3º Congresso Luso-Moçambicano de Engenharia. CLME'2003 Engenharia e Inovação para o Desenvolvimento Maputo. Moçambique.

Meireles, C. V. (2009). *Circuitos Eléctricos*. 5ª Edição. Revista LIDEL.

Messias, A. A. (2009). *Redes Inteligentes de Energia Smart Grids*. Encontro Nacional do Colégio de Engenharia Electrotécnica. Lisboa.

Mira, F. (2011). *Redes Eléctricas Evolução e Desafios*. Seminário. Lisboa.

Netto, J. M. C. (2011). *Porque Investir em Portugal Síntese*. Instituto Elo de Desenvolvimento. Infraestrutura e Investimentos. Grupo Elo.

NP EN 50160 (2001). *Caraterísticas da tensão fornecida pelas Redes de Distribuição Pública de Energia Eléctrica*. Instituto Português da Qualidade

OECD. (2011). *OECD Environmental Performance Reviews: Portugal 2011*. Acedido em: 17 de novembro de 2012, em: www.oecd.org/env/countryreviews/portugal

OMI. (S/D). Acedido em: 18 de outubro de 2012, em: <http://www.omie.es/inicio>

Paiva, J. P. S. (2011). *Redes de Energia Eléctrica, Uma Análise Sistémica*. 3ª Edição. IST Press.

Portal das Energias Renováveis. (2012). *Atualidade: Solar Térmico*. Acedido em : 13 de dezembro de 2012, em:

http://www.Energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27

Pullins, S. (2009). *Viability and Business Case of Alternative Smart Grid Scenarios*. Acedido em: 27 de agosto de 2013, em:

http://www.smartgrid.gov/document/viability_and_business_case_alternative_smart_grid_scenarios

Quintas e Quintas. (S/D). *Condutores Eléctricos, S.A. SOLIDAL – Condutores Eléctricos S.A.* Acedido em: 14 de janeiro de 2013, em:

<http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/catalogo/catalogopt.pdf>

REN. (2012). Acedido em: 14 de setembro de 2012, em : <http://www.ren.pt/>

Rodrigues, L. C. e Estanqueiro, A. I. (2011). "*Integration of renewable sources in the electric system using Virtual Renewable Power Plants*." International Conference on, Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU).

Sá da Costa, A. (2010/2011). *Apontamentos de Produção Eólica - Mestrado de Tecnologias de Valorização Ambiental e Produção de Energia*. Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Portalegre, Portalegre.

Sá, A. F. R. (2010). *Guia de Aplicação de Gestão de Energia e Eficiência Energética*. 2ª Edição. Publindústria.

Schneider. (2003). *Procobre, Qualidade de Energia Harmónicas*. Workshop de Instalações Eléctricas de Baixa Tensão.

Siemens Energy. (2013). Acedido em: 26 de janeiro de 2013, em: <http://www.energy.siemens.com/br/pt/transmissaodeEnergia/transformadores/defasadores.htm>

Silva, F. M. M. (2009). *Impacto da Microgeração na Forma da Onda da Tensão da Rede de Distribuição*. Dissertação para a obtenção de Grau Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Instituto Superior Técnico. Universidade Técnica de Lisboa.

Silva, M. F. (2008). *Impacto da Microgeração Fotovoltaica na Rede de Distribuição utilizando o Trânsito de Energia Trifásico*. Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Instituto Superior Técnico. Universidade Técnica de Lisboa.

Silva, R. A. J. (2009). *Microgeração na rede de BT - Limites Técnicos*. Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Silva, S. M. S. (2007). *Análise do Impacto da Pequena Geração Dispersa sob Diferentes Directivas de Regulação*. Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em Análise de Dados e Sistemas de Apoio à Decisão. Faculdade de Economia da Universidade do Porto.

SMA. (S/D). *Energy that Chances*. Acedido em: 15 de fevereiro de 2013, em: <http://www.sma.de/en/products/solar-inverters-with-transformer/sunny-boy-3300-3800.html#Technical-Data-8692> [42]

Ulrich, M. (2011). "Network quality and network dynamics in relation to renewable energy." International Conference on, Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU).